**АО «ЮГРАЭНЕРГО»**

|  |  |
| --- | --- |
|  | **«УТВЕРЖДАЮ»:** |
|  | Генеральный директор |
|  | Акционерного Общества «Югорская энергетическая компания децентрализованной зоны» |
|  | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ А.Е. Голубев |
|  |  |
|  | «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2017 г. |

**ПРОГРАММА**

**ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ**

**АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ЮГОРСКАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ ЗОНЫ»**

**НА 2017 - 2020 гг.**

г. Ханты-Мансийск, 2017 г

**АО «ЮГРАЭНЕРГО»**

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**

**К ПРОГРАММЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ**

**И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ**

**АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ЮГОРСКАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ ЗОНЫ»**

**НА 2017 - 2020 гг.**

г. Ханты-Мансийск, 2017 г.

Оглавление

[1. Сведения о программе энергосбережения](#_Toc489253336) 5

2.1 Основные виды деятельности организации 9

[2.2 Сведения о существующей системе электроснабжения 10](#_Toc489253339)

[2.3 Сведения о существующей системе генерации тепловой и электрической энергии 23](#_Toc489253340)

[2.4 Сведения о существующей системе генерации и передачи тепловой энергии 29](#_Toc489253341)

[2.5 Сведения о зданиях административного и административно-производственного назначения 29](#_Toc489253342)

[2.6 Сведения о количестве точек приема (поставки) электрической энергии 29](#_Toc489253343)

[2.7 Сведения о количестве точек приема (поставки) дизельного топлива (для ДЭС) 30](#_Toc489253344)

[2.8 Сведения о количестве точек поставки энергетических ресурсов на Собственные нужды 30](#_Toc489253345)

[2.9 Сведения о потреблении энергетических ресурсов 31](#_Toc489253346)

[2.10 Показатели баланса электрической энергии (фактические и планируемые на регулируемый период) 33](#_Toc489253347)

[2.11 Показатели баланса потребления электроэнергии на собственные нужды и дизельного топлива (ДТ) на производство электрической энергии (фактические и планируемые на регулируемый период) 38](#_Toc489253348)

[2.12 Показатели баланса производства, ПОТЕРЬ и полезного отпуска тепловой энергии (фактические и планируемые на регулируемый период) 41](#_Toc489253349)

[3. Текущее состояние в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организации 43](#_Toc489253350)

[4. Информация о достигнутых результатах в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организации за последние 5 лет 44](#_Toc489253351)

[5. Сравнение показателей деятельности организации с компаниями, достигшими наилучших показателей в аналогичной сфере деятельности, из числа российских и зарубежных компаний 46](#_Toc489253352)

[6. Экономические показатели программы 50](#_Toc489253353)

[7. Изменение уровня потерь энергетических ресурсов при их передаче или изменение потребления энергетических ресурсов для целей осуществления регулируемого вида деятельности в натуральном и денежном выражении по годам периода действия программы 51](#_Toc489253354)

[7.1 изменение уровня потерь электрической энергии при её передачи по электрическим сетям для целей осуществления регулируемого вида деятельности в натуральном и денежном выражении по годам периода действия программы 51](#_Toc489253355)

[7.2 Изменение потребления электрической энергии потребляемой на Собственные Нужды её генерации для целей осуществления регулируемого вида деятельности в натуральном и денежном выражении по годам периода действия программы 51](#_Toc489253356)

[7.3 Изменение потерь тепловой энергии для целей осуществления регулируемого вида деятельности в натуральном и денежном выражении по годам периода действия программы 51](#_Toc489253357)

[8. Фактические значения целевых показателей программы по годам периода действия программы 52](#_Toc489253358)

[8.1 Целевые показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспечено в ходе реализации программы в целом по предприятию как организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности по передаче электрической энергии. 52](#_Toc489253359)

[8.2 Целевые показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспечено в ходе реализации программы предприятия как организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения 53](#_Toc489253360)

[8.3 Показатели энергетической эффективности объектов, создание или модернизация которых планируется производственными или инвестиционными программами регулируемых организаций по передаче электрической энергии 54](#_Toc489253361)

[8.4 Фактическая величина годовой экономии ТЭР, абсолютные значения, по годам периода действия программы для достижения целевых показателей (из п.п. 8.1-8.3) 55](#_Toc489253362)

[9. Распределение целевых показателей программы по направлениям деятельности организации в разрезе каждого года, их целевые и фактические значения 59](#_Toc489253363)

[9.1 Распределение целевых и фактических показателей программы по направлению деятельности организации – деятельность по передаче электрической энергии, вид потребляемого энергетического ресурса - электрическая энергия (потери электрической энергии) 59](#_Toc489253364)

[9.2 Распределение целевых и фактических показателей программы по направлению деятельности организации – деятельность по передаче тепловой энергии, вид потребляемого энергетического ресурса - ТЕПЛОВАЯ энергия (потери ТЕПЛОВОЙ энергии) 59](#_Toc489253365)

[9.3 Распределение целевых и фактических показателей программы по направлению деятельности организации – генерация электрической и тепловой энергии, вид потребляемого энергетического ресурса - дизельное топливо, электрическая, тепловая энергия. 60](#_Toc489253366)

[10. Сведения об увязке результатов реализации программы с вознаграждением сотрудников организации 61](#_Toc489253367)

[11. Перечень мероприятий, технологий, денежных средств, необходимых для реализации мероприятий 62](#_Toc489253368)

[12. Механизм мониторинга и контроля за исполнением ключевых показателей результативности и исполнением целевых показателей программы 6](#_Toc489253369)8

1. СВЕДЕНИЯ О ПРОГРАММЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

|  |  |
| --- | --- |
| Основные Программные положения | |
| Полное наименование программы | «Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности Акционерного Общества «Югорская энергетическая компания децентрализованной зоны» (АО «Юграэнерго») на 2017-2020 гг». |
| Разработчики Программы | Акционерного Общества «Югорская энергетическая компания децентрализованной зоны» (АО «Юграэнерго»). |
| Должность, фамилия, имя, отчество, подпись должностного лица, утвердившего программу | Генеральный директор Акционерного Общества «Югорская энергетическая компания децентрализованной зоны» А.Е. Голубев |
| Основные  исполнители Программы | Акционерного Общества «Югорская энергетическая компания децентрализованной зоны» (АО «Юграэнерго»), специализированные организации на конкурсной основе. |
| Сроки реализации Программы | 2017 - 2020 годы |
| Цель  Программы | * Реализация приоритетных направлений государственной политики в области энергосбережения и повышения энергоэффективности; * Реализация потенциала энергосбережения АО «Юграэнерго», Ханты-Мансийского автономного округа - Югры для достижения целей снижения энергоемкости валового регионального продукта; * Максимальное использование имеющихся резервов экономии топливно-энергетических ресурсов; * Развитие энергосбережения и энергетической эффективности; * Обеспечение режима надежного, безопасного, бездефицитного энергоснабжения; * Реализация целевой Программы энергосбережения; * Активное вовлечение всех групп потребителей в энерго-, ресурсосбережение. |
| Основные задачи Программы | * Обеспечение рационального использования топливно-энергетических ресурсов за счёт реализации энергосберегающих мероприятий; * Снижение доли энергетических издержек, снижение нагрузки по оплате услуг энергоснабжения, обеспечение качественными энергетическими услугами по доступным ценам; * Повышение энергетической эффективности регулируемых видов деятельности; * Сокращение потребления электрической и тепловой энергии и воды в административно-производственных помещениях до нормативных значений; * Внедрение энергоэффективных технологий, конструкционных решений и материалов, систем управления энергопотреблением, обеспечивающих реализацию потенциала энергосбережения; * Обеспечение точности, достоверности и единства измерений и учета топливно-энергетических ресурсов в процессе производства, транспортировки, хранения и потребления; * Формирование целостной и эффективной системы управления энергосбережением и повышением энергетической эффективности на основе комплексного развития инфраструктуры, обучения и повышения квалификации руководителей и специалистов, занятых в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, пропаганды и внедрения системы энергетического менеджмента; * Реализация механизмов, стимулирующих энергосбережение и повышение энергетической эффективности, обеспечивающих активизацию деятельности как населения, так и бизнеса по реализации потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности; * Формирование механизмов стимулирования деятельности энергосервисных компаний; подготовка кадров в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности |
| Целевые показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспечено в ходе реализации Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности  Ожидаемые конечные результаты реализации Программы | Целевые показатели:  - Целевые показатели программы АО «Юграэнерго» как организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности, по передаче электрической энергии:   |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | N п/п | Наименование показателя | Ед. изм | Плановые значения целевых показателей по годам | | | | | 2017. | 2018. | 2019 | 2020 | | 1. | Удельный расход энергетических ресурсов на хозяйственные нужды: |  |  |  |  |  | | 1.1. | Удельный расход электрической энергии на 1 м2 площади помещений | кВтч | 59,5 | 59,42 | 59,03 | 58,64 | | 1.2. | Удельный расход тепловой энергии на 1 м3 объеа помещений | кВтч | - | - | - | - | | 1.3. | Удельный расход воды на 1 м2 площади помещений | кВтч | 0,276 | 0,273 | 0,27 | 0,268 | | 2 | Уровень технологического расхода электрической энергии в сетях (потери): | % | 11,65 | 11,14 | 11,1 | 11,06 | | 3 | Уровень оснащения осветительными устройствам с использованием светодиодов от общего объема используемых осветительных устройств | % | 10,00 | 30,00 | 50,00 | 75,00 |   - Целевые показатели программы АО «Юграэнерго» как организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения:   |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | № пп | Наименование организации, место фактического осуществления деятельности | Вид топлива | Плановые значения целевых показателей по годам | | | | | | 2017 | | 2018 | 2019 | 2020 | | 1 | АО «Югорская Генерирующая Компания» (АО «Юграэнерго»), сп. Согом |  | 1.КПД энергетического оборудовни, % | | | | | | дрова | 75 | | 75 | 75 | 75 | | диз топл | 75 | | 75 | 75 | 75 | |  | | | | | | | | | 2 | АО «Югорская Генерирующая Компания» (АО «Юграэнерго»), сп. Согом |  | | 2. Удельный расход условного топлива, кг у.т. на 1 Гкал. | | | | | дрова | | 190,31 | 190,31 | 190,31 | 190,31 | | диз топл | | 49,94 | 49,9 | 49,94 | 49,94 | |  | | | | | | | | | 3\* | АО «Юграэнерго» , сп. Согом |  | | 3. Технологические потери тепловой энергии в сети, % | | | | | дрова | | 12,10 | 12,00 | 11,95 | 11,90 | | диз топл | | 12,10 | 12,00 | 11,95 | 11,90 |   Суммарное обеспечение экономии ТЭР за счет выполнения запланированных мероприятий Программы и ожидаемый экономический эффект:   |  |  | | --- | --- | | Показатель | Период 2017-2020 гг | | Суммарная экономия электрической энергии при ее передачи по электрическим сетям,.кВтч | 331 080,90 | | Суммарная экономия электрической энергии на собственные нужды станций,.кВтч | 11 538,4 | | Суммарная экономия тепловой энергии, Гкал | 36,456 | | Ожидаемый экономический эффект, млн. руб. | 16,71 |   Сравнение установленных целевых показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспеченно в ходе реализации Программы и фактических значений при реализации запланированных мероприятий Программы (по абсолютной величине):   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | Показатель | Значение целевого показателя. Период 2017-2020 гг. | Значение фактического показателя. Период  2017-2020 гг | Анализ выполнния | | Суммарная экономия электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, кВтч | 266 872,13 | 331 080,90 | выполнено | | Суммарная экономия электрической энергии на собственные нужды станций,.кВтч | 112 663,37 | 117 538,46 | выполнено | | Суммарная экономия тепловой эегии, Гкал | 4,64 | 36,456 | выполнено |   Целевые показатели, зависящие от режимных условий эксплуатации оборудования АО «Юграэнерго» как организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности, в сфере теплоснабжения в целом выполняются:   |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | № п/п | Вид топлива | Плановые значения целевых показателей по годам | | | | | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | | 1 | 1.КПД энергетического оборудования, % | | | | | | дрова | 75 | 75 | 75 | 75 | | диз топл | 75 | 75 | 75 | 75 | | 2 | 2. Удельный расход условного топлива, кг у.т. на 1 Гкал. | | | | | | дрова | 190,31 | 190,31 | 19,31 | 19,31 | | диз топл | 49,94 | 49,94 | 49,94 | 49,94 |   Программа обеспечивает выполнение установленных целевых показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности, по удельным и фактическим показателям. |

ПАСПОРТ

Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности Акционерного Общества «Югорская энергетическая компания децентрализованной зоны» на 2017 – 2020 годы

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Основание для разработки программы | | | Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" | | | | | | | | |
| Почтовый адрес | | | 628011, Россия, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Ханты-Мансийск,ул. Сосновый бор, д. 21 | | | | | | | | |
| Ответственный за формирование программы (Ф.И.О., контактный телефон, e-mail) | | | Заместитель генерального директора - главный инженер О.В. Минин, тел. 8(3467) 37-93-30 | | | | | | | | |
| Год | Даты начала и окончания действия программы | | 2017 - 2020 гг. | | | | | | | | |
| Затраты на реализацию программы, млн. руб. без НДС | | Доля затрат в инвестиционной программе, направленная на реализацию мероприятий программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности | Топливно-энергетические ресурсы (ТЭР) | | | | | | | |
| При осуществлении регулируемого вида деятельности | | | | При осуществлении прочей деятельности, в т.ч. хозяйственные нужды | | | |
| всего | в т.ч. капитальные | Суммарные затраты ТЭР | | Экономия ТЭР в результате реализации программы | | Суммарные затраты ТЭР | | Экономия ТЭР в результате реализации программы | |
| т у.т. без учета воды | млн. руб. без НДС с учетом воды | т у.т. без учета воды | млн. руб. без НДС с учетом воды | т у.т. без учета воды | млн. руб. без НДС с учетом воды | т у.т. без учета воды | млн. руб. без НДС с учетом воды |
| 2016 г (базовый год)\* | – | – | – | 13 779,61 | 358,77 | – | – | – | – | – | – |
| 2017 | 17,116 | 10,569 | 22,4% | 13 196,45 | 361,68 | 200,896 | 5,328 | – | – | – | – |
| 2018 | 19,409 | 14,085 | 16,7% | 13 285,51 | 382,82 | 148,329 | 4,116 | – | – | – | – |
| 2019 | 21,635 | 21,440 | 17,8% | 13 384,48 | 404,54 | 48,827 | 1,676 | – | – | – | – |
| 2020 | 17,522 | 17,429 | 13,9% | 13 569,12 | 427,67 | 22,081 | 4,991 | – | – | – | – |
| **ВСЕГО** | 75,681 | 63,523 | 14,7% | 67 215,18 | 1 935,48 | 420,134 | 16,110 | – | – | – | – |

# Информация об организации

## 2.1 Основные виды деятельности организации

Общество создано в рамках договора о создании Открытого Акционерного Общества «Югорская Генерирующая Компания» (сокращенное наименование ОАО «Компания ЮГ»), заключенного 10 июля 2006 г.

В июне 2017 года Акционерное Общество «Югорская Генерирующая Компания» (сокращенное наименование АО «Компания ЮГ») изменила наименование на Акционерное Общество «Югорская энергетическая компания децентрализованной зоны» (сокращенное наименование АО «Юграэнерго»).

С 1 ноября 2016 года АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ») наделена функциями сетевой компании.

С 1 декабря 2016 года  предприятию присвоен статус Гарантирующего поставщика электрической энергии на территориях Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, технологически не связанных с единой энергетической системой России.

Основные виды уставной деятельности:

* выработка (производство) электрической и тепловой энергии;
* продажа электрической энергии и тепловой энергии потребителям;
* содержание и обслуживание дизельных электростанций и электрических сетей;
* передача электрической энергии, технологическое присоединение.

Производственно-хозяйственная деятельность осуществляется в пределах децентрализованной зоны энергоснабжения Ханты-Мансийского автономного округа-Югры.

К обслуживаемым объектам относятся населенные пункты в пределах следующих районов (муниципальных образований): Березовский, Белоярский, Октябрьский, Ханты-Мансийский, Сургутский, Нижневартовский, Кондинский.

.

## 2.2 Сведения о существующей системе электроснабжения

По состоянию на 2016 год в собственности (на другом законном основании) АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ») находилось 86 трансформаторов с установленной мощностью 31 700 кВА, , 192 995 метров ЛЭП классов напряжения СН2 и НН.

2.2.1 Общие сведения о составе электросетевого имущества АО «Юграэнерго» ( АО «Компания ЮГ») на 2016 год.

Таблица 2.2.1 Количество и установленная мощность трансформаторов

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| №  п/п | Единичная мощность кВА | Высшее напряжение, кВ | Отчетный (базовый) 2016 год | |
| Кол-во, шт. | установленная мощность, кВА |
| 1. | До 2 500 | 3-20 | 86 | 31700 |
| 1.1 |  | 27,5-35 |  |  |
| 2. | От 2 500 до 10 000 | 3-20 |  |  |
| 2.1 |  | 35 |  |  |
| 5. | Итого: |  | 86 | 31700 |

Таблица 2.2.2 Сведения о протяженности воздушных и кабельных линиях электропередачи

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Класс напряжения | Динамика изменения показателей по годам, км | |
| 2015 г. | Отчетный (базовый) 2016 год |
| 1 | Воздушные линии | | |
| 1.1 | 10 кВ |  | 35180 |
| 1.2 | 6 кВ |  | 1672 |
| 1.3 | Итого от 6 кВ и выше | 0 | 36852 |
| 1.4 | 3 кВ | 0 | 0 |
| 1.5 | 2 кВ | 0 | 0 |
| 1.6 | 500 Вольт и ниже | 0 | 149175 |
| 1.7 | Итого ниже 6 кВ | 0 | 149175 |
| 1.8 | Всего по воздушным линиям | 0 | 186027 |
| 2 | Кабельные линии | | |
| 2.1 | 10 кВ | 0 | 0 |
| 2.2 | 6 кВ | 0 | 0 |
| 2.3 | Итого от 6 кВ и выше | 0 | 0 |
| 2.4 | 3 кВ | 0 | 0 |
| 2.5 | 2 кВ | 0 | 0 |
| 2.6 | 500 Вольт и ниже | 0 | 6928 |
| 2.7 | Итого ниже 6 кВ | 0 | 0 |
| 2.8 | Всего по кабельным линиям | 0 | 6928 |
| 3 | Всего по воздушным и кабельным линиям | | |
| 3.1 | Всего: | 0 | 192955 |
| 4 | Шинопроводы | | |
| 4.1 | 10 кВ |  |  |
| 4.2 | 6 кВ |  |  |
| 4.3 | Всего по шинопроводам | 0 | 0 |

Таблица 2.2.3 Сведения о протяженности и исполнении воздушных и кабельных линиях электропередачи

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ЛЭП | Исполнение ЛЭП | Длина, м |
| ВЛ | Всего СИП 10 кВ: | 5624 |
| Всего голого провода 10 кВ | 29556 |
| ВЛ | Всего СИП 6 кВ: | 0 |
| Всего голого провода 6 кВ | 1672 |
| ВЛ | Всего СИП 0,4 кВ | 69966 |
| Всего голого провода 0,4 кВ | 79209 |
| КЛ | Всего КЛ 0,4 кВ | 6928 |

2.2.2 Сведения о составе электросетевого имущества с разбивкой по ТП и присоединениям

Таблица 2.2.4 Ведомость трансформаторных подстанций и силовых трансформаторов

| **Наименование поселения** | **Номер ТП** | **Тип исполнения ТП** | **Тип силового выключателя** | **Тип трансформатора** | **Класс напряжения трансформатора, кВ** | **Номинальная мощность трансформатора, кВА** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| **ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ РАЙОН** | | | | | | |
| д. Согом | ТП-1(18-4035) | КТП | ВНР-10/400 | ТМГ | 0,4/10 | 630 |
| ТП-2(18-4036) | КТП | РЛНД\* | ТМГ | 10/0,4 | 400 |
| ТП-3(18-4037) | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 250 |
| п. Кирпичный | ТП-1(18-5045) откл. | КТП | ВНР-10/400 | ТМГ | 10/0,4 | 160 |
| ТП-2(18-5046) | КТП | ВНР-10/400 | ТМГ | 10/0,4 | 160 |
| ТП-3(18-5047) | 2КТП | ВНР-10/400 | ТМ | 10/0,4 | 160+250 |
| ТП-4(18-5048) | 2КТП | ВНР-10/400 | ТМ | 10/0,4 | 160+250 |
| ТП-5(18-5049) | КТП | ВНР-10/400 | ТМ | 10/0,4 | 160 |
| ТП-6(18-5050) | КТП | ВНР-10/400 | ТМ | 10/0,4 | 160 |
| ТП-7(18-5051) | КТП | ВНР-10/400 | ТМ | 10/0,4 | 400 |
| ТП-8(18-5052) | КТП | ВНР-10/400 | ТМ | 10/0,4 | 160 |
| ТП-9(18-5053) откл. | КТП | ВНР-10/400 | ТМГ | 10/0,4 | 100 |
| ТП-10(18-5054) | КТП | ВНР-10/400 | ТМГ | 0,4/10 | 1000 |
| п. Елизарово | ТП-1(18-5026) | КТП | ВНР-10/400 | ТМГ | 0,4/10 | 630 |
| ТП-2(18-5021) | КТП | ВНР-10/400 | ТМГ | 10/0,4 | 250 |
| ТП-3(18-5022) | КТП | РЛНД\* | ТМГ | 10/0,4 | 400 |
| ТП-4(18-5023) | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 250 |
| ТП-5(18-5024) | КТП | ВНР-10/400 | ТМГ | 10/0,4 | 100 |
| ТП-6(18-5025) | КТП | ВНР-10/400 | ТМГ | 0,4/10 | 1000 |
| п. Кедровый | ТП-18-5027 | КТП | ВНР-10/400 | ТМГ | 0,4/10 | 1000 |
| ТП-18-5028 | КТП | РЛНД\* | ТМ | 0,4/10 | 630 |
| ТП-1(18-5029) | 2КТП | ВНР-10/400 | ТМГ | 10/0,4 | 2х400 |
| ТП-2(18-5030) | КТП | ВНР-10/400 | ТМ | 10/0,4 | 400 |
| п. Кедровый | ТП-3(18-5031) | КТП | ВНР-10/400 | ТМ | 10/0,4 | 630 |
| ТП-4(18-5032) | КТП | ВНР-10/400 | ТМ | 10/0,4 | 250 |
| ТП-5(18-5033) | КТП | ВНР-10/400 | ТМ | 10/0,4 | 250 |
| ТП-6(18-5034) откл. | КТП | ВНР-10/400 | ТМ | 10/0,4 | 250 |
| ТП-7(18-5035) | КТП | ВНР-10/400 | ТМ | 10/0,4 | 100 |
| п. Красноленинский п. Урманный | ТП-1(18-5036) | КТП | ВНР-10/400 | ТМ | 0,4/10 | 400 |
| ТП-2(18-5037) | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 160 |
| ТП-3(18-5038) | КТП | РЛНД\* | ТМГ | 10/0,4 | 250 |
| ТП-4(18-5039) | КТП | ВНР-10/400 | ТМ | 0,4/10 | 630 |
| ТП-5(18-5040) | КТП | РЛНД\* | ТМГ | 10/0,4 | 250 |
| ТП-6(18-5041) | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 400 |
| ТП-7(18-5042) | КТП | РЛНД\* | ТМГ | 10/0,4 | 160 |
| ТП-8(18-5043) | КТП | РЛНД\* | ТМГ | 10/0,4 | 250 |
| **КОНДИНСКИЙ РАЙОН** | | | | | | |
| д. Шугур | ТП-1001 | КТП | ВН-10/630 | ТМГ | 0,4/10 | 630 |
| ТП-1002 | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 400 |
| ТП-1003 | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 100 |
| ТП-1004 | КТП | ВНАЛ-10/630 | ТМГ | 10/0,4 | 400 |
| ТП-1005 | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 250 |
| **ОКТЯБРЬСКИЙ РАЙОН** | | | | | | |
| п. Горнореченск | ТП-220 | КТП | ВНР-10/400 | ТМ | 0,4/10 | 250 |
| ТП-221 | КТП | РЛНД\* | ТМГ | 10/0,4 | 160 |
| ТП-222 | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 100 |
| **НИЖНЕВАРТОВСКИЙ РАЙОН** | | | | | | |
| с. Корлики | ТП-1(14-122) | КТП | РЛНД\* | ТМГ | 0,4/6 | 630 |
| ТП-2(14-123) | КТП | РЛНД\* | ТМ | 6/0,4 | 630 |
| ТП-3(14-124) | КТП | РЛНД\* | ТМГ | 6/0,4 | 400 |
| **БЕРЁЗОВСКИЙ РАЙОН** | | | | | | |
| п. Сосьва | ТП-11-3133(откл) | КТП | - | ТМ | 0,4/10 | 400 |
| ТП-1 | КТП | РЛНД\* | ТМГ | 0,4/10 | 630 |
| ТП-2(11-3135) | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 160 |
| ТП-3(11-3136) | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 400 |
| ТП-4(11-3137) | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 160 |
| ТП-5(11-3134) | КТП | РЛНД\* | ТМГ | 10/0,4 | 250 |
| с. Няксимволь | ТП-11-3142 | КТП | ВПМ-10-20/630 | ТМ | 0,4/10 | 400 |
| ТП-1(11-3138) | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 160 |
| ТП-2(11-3139) | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 160 |
| ТП-3(11-3140) | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 160 |
| ТП-4(11-3141) | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 160 |
| с. Саранпауль | РП-11-3146 | БКРП | ВНР-10 | ТМГ | 0,4/10 | 4х1000 |
| ТП-1(11-3113) | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 400 |
| ТП-2(11-3114) | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 250 |
| ТП-3(11-3115) | КТП | РЛНД\* | ТМГ | 10/0,4 | 250 |
| ТП-4(11-3118) | КТП | РВЗ-32 | ТМ | 10/0,4 | 250 |
| ТП-5(11-3119) | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 250 |
| ТП-6(11-3121) | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 250 |
| ТП-7(11-3120) | КТП | РВЗ-10 | ТМ | 10/0,4 | 250 |
| ТП-8(11-3123) | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 250 |
| ТП-9(11-3112) | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 250 |
| ТП-10(11-3122) | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 250 |
| ТП-11(11-3131) | КТП | РЛНД\* | ТМГ | 10/0,4 | 100 |
| ТП-12(11-3127) | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 250 |
| ТП-13(11-3116) | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 160 |
| ТП-14(11-3125) | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 400 |
| ТП-15(11-3126) | 2КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 2х250 |
| с. Саранпауль | ТП-17(11-3129) | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 250 |
| ТП-18(11-3124) | 2КТП | РВЗ-10/630 | ТМГ | 10/0,4 | 2х630 |
| ТП-20(11-3130) | КТП | РЛНД\* | ТМ | 10/0,4 | 250 |
| ТП-21(11-3128) | КТП | РВЗ-10/630 | ТМ | 10/0,4 | 250 |
| ТП-22-3145 | 2КТП | ВНР-10/400 | ТМГ | 10/0,4 | 2х400 |
| \*- Разъединители установлены на опорах | | | | | | |

Таблица 2.2.5 Ведомость проводов и кабелей ЛЭП 0,4-6-10 кВ

| **Наименование поселения** | **Наименование источника** | **Напряжение, кВ** | **Номера  фидера** | **Марка и сечение** | **Длина, м** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| **ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ РАЙОН** | | | | | |
| д. Согом | **ЛЭП-10 кВ** | | | | |
| ДЭС (ТП-1 пов.) | 10 | - | СИП-3 1х50 | 539 |
| **Всего СИП 10 кВ:** | | | | **539** |
| **ЛЭП-0,4 кВ** | | | | |
| ДЭС | 0,4 | - | СИП-2 3х50+1х54,6+16 | 737 |
| - | АВБШв 4х150 | 190 |
| ТП-2(18-4036) | 0,4 | 1 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 457 |
| 2 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 891 |
| ТП-3(18-4037) | 0,4 | 2 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 928 |
| 3 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 1616 |
| 4 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 449 |
| 6 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 311 |
| **Всего СИП 0,4 кВ:** | | | | **5389** |
| **Всего КЛ 0,4 кВ:** | | | | **190** |
| п. Кирпичный | **ЛЭП-10 кВ** | | | | |
| ДЭС (ТП-10 пов.) | 10 | - | АС70 | 6385 |
| **Всего голого провода 10 кВ:** | | | | **6385** |
| **ЛЭП-0,4 кВ** | | | | |
| ТП-2(18-5046) | 0,4 | 1 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 339 |
| 2 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 434 |
| 3 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 280 |
| ТП-3(18-5047) | 0,4 | 1 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 349 |
| 2 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 303 |
| 3 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 578 |
| ТП-4(18-5048) | 0,4 | 1 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 120 |
| 2 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 758 |
| 3 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 175 |
| ТП-5(18-5049) | 0,4 | 1 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 148 |
| 2 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 109 |
| 3 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 618 |
| ТП-6(18-5050) | 0,4 | 1 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 554 |
| 2 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 313 |
| 3 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 444 |
| ТП-7(18-5051) | 0,4 | 1 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 531 |
| 2 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 362 |
| ТП-8(18-5052) | 0,4 | 1 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 708 |
| 2 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 413 |
| 3 | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 153 |
| **Всего СИП 0,4 кВ:** | | | | **7689** |
| п. Елизарово | **ЛЭП-10 кВ** | | | | |
| ДЭС (ТП-1,6 пов.) | 10 | - | АС70 | 1763 |
| **Всего голого провода 10 кВ:** | | | | **1763** |
| **ЛЭП-0,4 кВ** | | | | |
| ДЭС | 0,4 | **-** | А50 | 628 |
| СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 106 |
| ТП-2(18-5021) | 0,4 | 1 | А50 | 833 |
| 2 | А50 | 534 |
| 4 | А50 | 695 |
| ТП-3(18-5022) | 0,4 | 1 | А50 | 819 |
| 2 | А50 | 634 |
| СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 46 |
| 3 | А50 | 1558 |
| 4 | А50 | 155 |
| СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 9 |
| ТП-4(18-5023) | 0,4 | 1 | А50 | 946 |
| СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 8 |
| ТП-5(18-5024) | 0,4 | кот. | СИП-2 3х50+1х54,6+1х16 | 12 |
| **Всего СИП 0,4 кВ:** | | | | **181** |
| **Всего голого провода 0,4 кВ:** | | | | **6802** |
| п. Кедровый | **ЛЭП-10 кВ** | | | | |
| ДЭС (ТП пов.) | 10 | - | АС70 | 3016 |
| **Всего голого провода 10 кВ:** | | | | **3016** |
| **ЛЭП-0,4 кВ** | | | | |
| ДЭС | 0,4 | 1 | СИП-2А 4х16 | 47 |
| 2 | СИП-2А 4х25 | 77 |
| 3 | СИП-2А 4х16 | 62 |
| 4 | ПВВХ 4х10 | 28 |
| ТП-1(18-5029) | 0,4 | 1 | СИП-2А 3х70+1х54,6+16 | 617 |
| 2 | СИП-2А 3х70+1х54,6+16 | 803 |
| 3 | СИП-2А 3х70+1х54,6+16 | 361 |
| 4 | СИП-2А 3х70+1х54,6+16 | 557 |
| 5 | СИП-2А 3х70+1х54,6+16 | 1364 |
| 6 | СИП-2А 3х70+1х54,6 | 242 |
| 7 | АВБбШв70 | 130 |
| 8 | АВБбШв70 | 130 |
| 9 | АВБбШв240 | 170 |
| 10 | АВБбШв240 | 170 |
| 11 | АВБбШв120 | 330 |
| ТП-2(18-5030) | 0,4 | 1 | СИП-2А 3х70+1х54,6+16 | 475 |
| 2 | СИП-2А 3х70+1х54,6+16 | 200 |
| 3 | СИП-2А 3х70+1х54,6+16 | 762 |
| 4 | СИП-2А 3х70+1х54,6+16 | 1121 |
| ТП-3(18-5031) | 0,4 | 1 | СИП-2А 3х70+1х54,6+16 | 475 |
| 2 | СИП-2А 3х70+1х54,6+16 | 650 |
| ТП-4(18-5032) | 0,4 | 1 | СИП-2А 3х70+1х54,6+16 | 488 |
| 2 | СИП-2А 3х50+1х54,6+16 | 172 |
| п. Кедровый | ТП-5(18-5033) | 0,4 | 1 | СИП-2А 3х50+1х54,6+16 | 206 |
| 2 | СИП-2А 3х50+1х54,6+16 | 220 |
| 3 | СИП-2А 3х70+1х54,6+16 | 1516 |
| ТП-7(18-5035) | 0,4 | 1 | СИП-2А 3х50+1х54,6+16 | 104 |
| 2 | СИП-2А 3х50+1х54,6+16 | 25 |
| **Всего СИП 0,4 кВ:** | | | | **10358** |
| **Всего КЛ 0,4 кВ:** | | | | **930** |
| **Всего ПВВХ 0,4 кВ:** | | | | **28** |
| п. Красноленинский  п. Урманный | **ЛЭП-10 кВ** | | | | |
| ДЭС (ТП-1, 4 пов.) | 10 | - | АС70 | 3463 |
| **Всего голого провода 10 кВ:** | | | | **3463** |
| **ЛЭП-0,4 кВ** | | | | |
| ТП-2(18-5037) | 0,4 | 1 | СИП-2 3х70+1х54,6+1х16 | 592 |
| 2 | СИП-2 3х70+1х54,6+1х16 | 843 |
| - | СИП-2 3х70+1х54,6+1х16 | 27 |
| ТП-3(18-5038) | 0,4 | 1 | СИП-2 3х70+1х54,6+1х16 | 873 |
| 2 | СИП-2 3х70+1х54,6+1х16 | 583 |
| 3 | СИП-2 3х70+1х54,6+1х16 | 746 |
| ТП-5(18-5040) | 0,4 | 1 | СИП-2 3х70+1х54,6+1х16 | 598 |
| 2 | СИП-2 3х70+1х54,6+1х16 | 789 |
| ТП-6(18-5041) | 0,4 | 1 | СИП-2 3х70+1х54,6+1х16 | 342 |
| 2 | СИП-2 3х70+1х54,6+1х16 | 1360 |
| 3 | СИП-2 3х70+1х54,6+1х16 | 1637 |
| ТП-7(18-5042) | 0,4 | 1 | СИП-2 3х70+1х54,6+1х16 | 329 |
| ТП-8(18-5043) | 0,4 | 1 | СИП-2 3х70+1х54,6+1х16 | 231 |
| 2 | СИП-2 3х70+1х54,6+1х16 | 215 |
| 3 | СИП-2 3х70+1х54,6+1х16 | 557 |
| **Всего СИП 0,4 кВ:** | | | | **9722** |
| **КОНДИНСКИЙ РАЙОН** | | | | | |
| д. Шугур | **ЛЭП-10 кВ** | | | | |
| ДЭС (ТП-1001 пов.) | 10 | - | СИП-3 1х95 | 1567 |
| **Всего СИП 10 кВ:** | | | | **1567** |
| **ЛЭП-0,4 кВ** | | | | |
| ДЭС | 0,4 | - | СИП-2 3х50+1х50+1х25 | 471 |
| - | ВВГнг 4х150 | 50 |
| ТП-1002 | 0,4 | Сиб. | СИП-4 4х70 | 1416 |
| Центр. | СИП-4 4х70 | 831 |
| Школ. | СИП-4 4х70 | 1366 |
| ТП-1004 | 0,4 | Центр. | СИП-4 4х95 | 542 |
| Кот. | СИП-4 4х95 | 556 |
| Таёж. | СИП-4 4х70 | 335 |
| Сосн. | СИП-4 4х70 | 532 |
| д. Шугур | ТП-1005 | 0,4 | Лесн. | СИП-4 4х50 | 526 |
| Мира | СИП-4 4х50 | 379 |
| Таёж. | СИП-4 4х70 | 367 |
| Север. | СИП-4 4х50 | 398 |
| Север. | СИП-4 2х16 | 366 |
| Боров. | СИП-4 4х70 | 438 |
| **Всего СИП 0,4 кВ:** | | | | **8523** |
| **Всего КЛ 0,4 кВ:** | | | | **50** |
| д. Никулкина | **ЛЭП-0,4 кВ** | | | | |
| ДЭС | 0,4 | - | А35 | 505 |
| **Всего голого провода 0,4 кВ:** | | | | **505** |
| д. Карым | **ЛЭП-0,4 кВ** | | | | |
| ДЭС | 0,4 | - | СИП-1А 3х70+1х70 | 769 |
| **Всего СИП 0,4 кВ:** | | | | **769** |
| **ОКТЯБРЬСКИЙ РАЙОН** | | | | | |
| п. Горнореченск | **ЛЭП-10 кВ** | | | | |
| ДЭС (ТП-220 пов.) | 10 | - | СИП-3 1х50 | 1133 |
| **Всего СИП 10 кВ:** | | | | **1133** |
| **ЛЭП-0,4 кВ** | | | | |
| ДЭС | 0,4 | 1 | СИП-2А 4х120 | 62 |
| СИП-2А 4х50 | 76 |
| Пож.час. | СИП-2А 4х70 | 196 |
| ТП-221 | 0,4 | 1 | СИП-2А 4х50 | 258 |
| 2 | СИП-2А 4х50 | 1614 |
| 3 | СИП-2А 4х50 | 55 |
| - | СИП-2А 4х50 | 238 |
| - | СИП-2А 4х50 | 52 |
| ТП-222 | 0,4 | 1 | СИП-2А 4х70 | 354 |
| 2 | СИП-2А 4х70 | 277 |
| 3 | СИП-2А 4х70 | 773 |
| **Всего СИП 0,4 кВ:** | | | | **3955** |
| с. Большой Атлым | **ЛЭП-0,4 кВ** | | | | |
| ДЭС | 0,4 | 1 | АС50 | 1494 |
| 2 | АС50 | 2747 |
| 3 | СИП-4 4х50 | 644 |
| 4 | СИП-4 4х50 | 430 |
|  | АС50 | 431 |
| ф.Центр. | СИП-4 4х95 | 678 |
| **-** | АВБбШВ 4х185 | 600 |
| **-** | АВБбШВ 4х150 | 300 |
| **-** | 2АВБбШВ 4х150 | 300 |
| **-** | АВБбШВ 4х120 | 600 |
| **Всего СИП 0,4 кВ:** | | | | **1752** |
| **Всего голого провода 0,4 кВ:** | | | | **4672** |
| **Всего КЛ 0,4 кВ:** | | | | **1800** |
| **БЕЛОЯРСКИЙ РАЙОН** | | | | | |
| д. Нумто | **ЛЭП-0,4 кВ** | | | | |
| ДЭС | 0,4 | **-** | СИП-2 3х35+1х54,6+1х16 | 1432 |
| СИП-4 4х16 | 62 |
| **Всего СИП 0,4 кВ:** | | | | **1494** |
| д. Пашторы | **ЛЭП-0,4 кВ** | | | | |
| ДЭС | 0,4 | **-** | СИП-2А 3х35+1х50+1х16 | **1812** |
| **Всего СИП 0,4 кВ:** | | | | **1812** |
| д. Тугияны | **ЛЭП-0,4 кВ** | | | | |
| ДЭС | 0,4 | **-** | А35 | 1500 |
| СИП-4 4х50 | 35 |
| **Всего СИП 0,4 кВ:** | | | | **35** |
| **Всего голого провода 0,4 кВ:** | | | | **1500** |
| с. Ванзеват | **ЛЭП-0,4 кВ** | | | | |
| ДЭС | 0,4 | **-** | СИП-4 4х120+1х25 | 630 |
| СИП-4 4х70 | 460 |
| СИП-4 4х50+1х16 | 2102 |
| А25 | 208 |
| **Всего СИП 0,4 кВ:** | | | | **3192** |
| **Всего голого провода 0,4 кВ:** | | | | **208** |
| **НИЖНЕВАРТОВСКИЙ РАЙОН** | | | | | |
| с. Корлики | **ЛЭП-6 кВ** | | | | |
| ДЭС (ТП-1 пов.) | 6 | - | А120 | 62 |
| АС95 | 1081 |
| АС70 | 529 |
| **Всего голого провода 6 кВ:** | | | | **1672** |
| **ЛЭП-0,4 кВ** | | | | |
| ДЭС | 0,4 | **-** | АВБбШв 4х185 | 70 |
| 1 | АС95 | 216 |
| АС70 | 296 |
| АВБбШв 4х150 | 90 |
| 2 | АС95 | 84 |
| АС70 | 541 |
| АВБбШв 4х150 | 90 |
| 3 | АС95 | 106 |
| АС70 | 1084 |
| АВБбШв 4х150 | 90 |
| 4 | СИП-4 4х70 | 431 |
| АС95 | 60 |
| АС70 | 890 |
| АВБбШв 4х185 | 90 |
| 5 | АС95 | 60 |
| АС70 | 1192 |
| АВБбШв 4х150 | 90 |
| с. Корлики | ТП-2(14-123) | 0,4 | 4 | АС95 | 106 |
| АС70 | 1379 |
| 5 | АС70 | 820 |
| ТП-3(14-124) | 0,4 | 1 | АС70 | 853 |
| 2 | АС70 | 455 |
| 3 | АС70 | 668 |
| **Всего СИП 0,4 кВ:** | | | | **431** |
| **Всего голого провода 0,4 кВ:** | | | | **8810** |
| **Всего КЛ 0,4 кВ:** | | | | **520** |
| д. Сосновый бор | **ЛЭП-0,4 кВ** | | | | |
| ДЭС | 0,4 | **-** | СИП-2А 3х50+1х70+2х16 | 563 |
| **Всего СИП 0,4 кВ:** | | | | **563** |
| **БЕРЁЗОВСКИЙ РАЙОН** | | | | | |
| д. Анеева | **ЛЭП-0,4 кВ** | | | | |
| ДЭС | 0,4 | 1 | АС35 | 607 |
| 2 | АС35 | 1007 |
| СИП-4 4х35 | 348 |
| СИП-4 4х50 | 187 |
| **Всего СИП 0,4 кВ:** | | | | **535** |
| **Всего голого провода 0,4 кВ:** | | | | **1614** |
| д. Кимкъясуй | **ЛЭП-0,4 кВ** | | | | |
| ДЭС | 0,4 | 1 | АС35 | 1909 |
| СИП-4 2х16 | 177 |
| АПВ8 | 183 |
| АПВ10 | 235 |
| АВВГ 4х50 | 10 |
| **Всего СИП 0,4 кВ:** | | | | **177** |
| **Всего голого провода 0,4 кВ:** | | | | **1909** |
| **Всего КЛ 0,4 кВ:** | | | | **10** |
| **Всего АПВ 0,4 кВ:** | | | | **418** |
| с. Ломбовож | **ЛЭП-0,4 кВ** | | | | |
| ДЭС | 0,4 | 1 | АС35 | 2216 |
| А16 | 161 |
| СИП-4 4х50 | 340 |
| АПВ10 | 518 |
| **Всего СИП 0,4 кВ:** | | | | **340** |
| **Всего голого провода 0,4 кВ:** | | | | **2377** |
| **Всего АПВ 0,4 кВ:** | | | | **518** |
| д. Сартынья | **ЛЭП-0,4 кВ** | | | | |
| ДЭС | 0,4 | 1 | СИП-4 4х50 | 933 |
| СИП-4 2х16 | 222 |
| 2 | СИП-4 4х50 | 1284 |
| СИП-4 2х16 | 22 |
| **Всего СИП 0,4 кВ:** | | | | **2461** |
| п. Сосьва | **ЛЭП-10 кВ** | | | | |
| ДЭС (ТП-1 пов.) | 10 | - | АС50 | 2915 |
| **Всего голого провода 10 кВ:** | | | | **2915** |
| **ЛЭП-0,4 кВ** | | | | |
| ДЭС | 0,4 | 1 | СИП-4 4х50 | 17 |
| АС35 | 1817 |
| АПВ25 | 33 |
| АПВ10 | 14 |
| 2 | СИП-4 4х50 | 34 |
| АС35 | 1600 |
| ДЭС | 0,4 | 3 | СИП-4 4х50 | 31 |
| СИП-4 2х16 | 17 |
| АС35 | 389 |
| А16 | 28 |
| 4 | СИП-4 4х50 | 5 |
| АС35 | 562 |
| ТП-2(11-3135) | 0,4 | 2 | СИП-4 4х16 | 71 |
| АС35 | 1112 |
| 3 | СИП-4 4х16 | 10 |
| АС35 | 307 |
| АПВ10 | 42 |
| ТП-3(11-3136) | 0,4 | 1 | АС35 | 361 |
| АПВ10 | 55 |
| 2 | АС35 | 10 |
| 3 | АС35 | 51 |
| 8 | АС35 | 2303 |
| СИП-4 2х16 | 39 |
| ТП-4(11-3137) | 0,4 | 1 | АС35 | 1125 |
| А16 | 115 |
| 2 | СИП-4 4х35 | 386 |
| АС35 | 746 |
| А16 | 130 |
| 3 | АС35 | 2087 |
| ТП-5(11-3134) | 0,4 | 1 | АС35 | 2212 |
| 2 | АС35 | 502 |
| СИП-4 4х50 | 256 |
| **Всего СИП 0,4 кВ:** | | | | **866** |
| **Всего голого провода 0,4 кВ:** | | | | **15457** |
| **Всего АПВ 0,4 кВ:** | | | | **144** |
| с. Няксимволь | **ЛЭП-10 кВ** | | | | |
| ДЭС (ТП пов.) | 10 | - | АС35 | 1435 |
| **Всего голого провода 10 кВ:** | | | | **1435** |
| с. Няксимволь | **ЛЭП-0,4 кВ** | | | | |
| ДЭС | 0,4 | 1 | СИП-4 4х50 | 54 |
| СИП-4 2х16 | 41 |
| АС35 | 1352 |
| А16 | 526 |
| ТП-1(11-3138) | 0,4 | 1 | СИП-4 4х16 | 14 |
| АС35 | 1309 |
| 0,4 | 3 | СИП-4 2х16 | 23 |
| АС35 | 1314 |
| ТП-2(11-3139) | 0,4 | 1 | СИП-4 4х16 | 47 |
| АС35 | 849 |
| 2 | СИП-4 2х16 | 14 |
| АС35 | 1017 |
| А16 | 31 |
| ТП-2(11-3139) | 0,4 | 3 | АС35 | 1113 |
|  | АС35 | 424 |
| ТП-3(11-3140) | 0,4 | 1 | АВБбШв 4х70 | 100 |
| 2 | АВБбШв 4х95 | 60 |
| 3 | АВБбШв 4х50 | 190 |
| ТП-4(11-3141) | 0,4 | 1 | СИП-4 2х16 | 11 |
| 2 | АВБбШв 4х185 | 150 |
| 4 | АВБбШв 4х95 | 150 |
| **Всего СИП 0,4 кВ:** | | | | **204** |
| **Всего голого провода 0,4 кВ:** | | | | **7935** |
| **Всего АПВ 0,4 кВ:** | | | | **650** |
| с. Саранпауль | **ЛЭП-10 кВ** | | | | |
| ДЭС (РП пов.) | 10 | - | СИП-3 1х95 | 1759 |
| СИП-3 1х70 | 626 |
| АС50 | 10579 |
| **Всего СИП 10 кВ:** | | | | **2385** |
| **Всего голого провода 10 кВ:** | | | | **10579** |
| **ЛЭП-0,4 кВ** | | | | |
| ДЭС | 0,4 | - | СИП-4 4х35 | 209 |
| СИП-4 4х16 | 25 |
| СИП-4 2х16 | 51 |
| А35 | 1336 |
| ТП-1(11-3113) | 0,4 | 1 | СИП-4 4х35 | 296 |
| 2 | А35 | 1318 |
| А16 | 48 |
| АПВ25 | 32 |
| КГХЛ 4х50 | 16 |
| 3 | А35 | 623 |
| КГХЛ 4х50 | 7 |
| с. Саранпауль | ТП-1(11-3113) | 0,4 | 4 | А35 | 546 |
| А25 | 50 |
| А16 | 61 |
| КГХЛ 4х50 | 6 |
| ТП-2(11-3114) | 0,4 | 2 | СИП-4 4х16 | 32 |
| СИП-4 2х16 | 35 |
| А35 | 739 |
| А16 | 78 |
| 3 | СИП-4 4х50 | 6 |
| А35 | 597 |
| 4 | А35 | 507 |
| А16 | 190 |
| КГХЛ 4х50 | 13 |
| ТП-3(11-3115) | 0,4 | 2 | А35 | 712 |
| А16 | 52 |
| АПВ10 | 42 |
| КГХЛ 4х50 | 8 |
| ТП-3(11-3115) | 0,4 | 3 | А35 | 1118 |
| А16 | 15 |
| КГХЛ 4х50 | 8 |
| 4 | СИП-4 2х16 | 22 |
| А35 | 738 |
| КГХЛ 4х50 | 8 |
| ТП-4(11-3118) | 0,4 | 2 | СИП-4 4х50 | 186 |
| А35 | 652 |
| КГХЛ 4х50 | 6 |
| ТП-4(11-3118) | 0,4 | 3 | СИП-4 4х35 | 23 |
| СИП-4 2х16 | 91 |
| А35 | 1043 |
| ТП-5(11-3119) | 0,4 | 2 | АВБбШв 4х150 | 50 |
| 3 | АВБбШв 4х150 | 50 |
| ТП-6(11-3121) | 0,4 | 1 | А35 | 894 |
| КГХЛ 4х50 | 11 |
| ТП-7(11-3120) | 0,4 | 1 | А35 | 1175 |
| А16 | 140 |
| КГХЛ 4х50 | 8 |
| 2 | А35 | 613 |
| КГХЛ 4х50 | 10 |
| 3 | А35 | 707 |
| А16 | 24 |
| КГХЛ 4х50 | 10 |
| ТП-8(11-3123) | 0,4 | 1 | А35 | 510 |
| 2 | А35 | 188 |
| КГХЛ 4х50 | 7 |
| 3 | СИП-4 4х70 | 415 |
| ТП-9(11-3112) | 0,4 | 1 | СИП-4 2х16 | 31 |
| А35 | 971 |
| с. Саранпауль | ТП-9(11-3112) | 0,4 | 2 | СИП-4 4х35 | 29 |
| СИП-4 2х16 | 18 |
| А35 | 431 |
| А16 | 18 |
| ВВГ 4х6 | 37 |
| 3 | А35 | 846 |
| ТП-10(11-3122) | 0,4 | 1 | А35 | 1200 |
| А16 | 33 |
| 2 | СИП-4 4х16 | 31 |
| СИП-4 2х16 | 21 |
| А35 | 1236 |
| АВВГ 4х50 | 15 |
| АВП 4х50 | 21 |
| 3 | СИП-4 4х35 | 150 |
| ТП-11(11-3131) | 0,4 | 1 | СИП-4 2х16 | 64 |
| А35 | 1250 |
| КГХЛ 4х50 | 36 |
| ТП-11(11-3131) | 0,4 | 2 | А35 | 1000 |
| КГХЛ 4х50 | 36 |
| ТП-12(11-3127) | 0,4 | 1 | СИП-4 4х16 | 38 |
| А35 | 940 |
| А16 | 85 |
| КГХЛ 4х50 | 6 |
| 2 | А35 | 297 |
| КГХЛ 4х50 | 5 |
| ТП-12(11-3127) | 0,4 | 4 | А35 | 332 |
| КГХЛ 4х50 | 6 |
| ТП-13(11-3116) | 0,4 | 1 | А35 | 420 |
| А16 | 109 |
| АПВП10 | 17 |
| КГХЛ 4х35 | 7 |
| 2 | А35 | 918 |
| ТП-14(11-3125) | 0,4 | 1 | АВБбШв 4х185 | 300 |
| 3 | АВБбШв 4х95 | 200 |
| 4 | АВБбШв 4х95 | 150 |
| 5 | СИП-4 4х50 | 474 |
| СИП-4 4х16 | 901 |
| 6 | СИП-4 4х50 | 144 |
| 7 | СИП-4 4х50 | 9 |
| А35 | 1073 |
| ТП-15(11-3126) | 0,4 | 1 | АВБбШв 4х70 | 120 |
| 2 | АВБбШв 4х125 | 150 |
| 3 | СИП-4 4х50 | 389 |
| СИП-4 4х16 | 389 |
| ТП-17(11-3129) | 0,4 | 1 | А35 | 966 |
| АВВГ 4х50 | 12 |
| с. Саранпауль | ТП-18(11-3124) | 0,4 | 3 | АВБбШв 4х95 | 130 |
| 11 | АВБбШв 4х95 | 130 |
| 12 | СИП-4 4х50 | 70 |
| ТП-20(11-3130) | 0,4 | 1 | СИП-4 4х50 | 422 |
| СИП 4 4х16 | 422 |
| 2 | СИП-4 4х50 | 342 |
| СИП 4 4х16 | 380 |
| А35 | 61 |
| ТП-21(11-3128) | 0,4 | 1 | СИП-4 4х35 | 812 |
| СИП 4 4х16 | 823 |
| 2 | СИП-4 4х50 | 35 |
| СИП 4 4х16 | 20 |
| А35 | 560 |
| ТП-11-3145 | 0,4 | 1 | СИП-2 3х70+1х95 | 579 |
| 2 | СИП-2 3х50+1х70 | 278 |
| 3 | СИП-2 3х70+1х95 | 805 |
| 4 | СИП-2 3х50+1х70 | 451 |
| **Всего СИП 0,4 кВ:** | | | | **9518** |
| **Всего голого провода 0,4 кВ:** | | | | **27420** |
| **Всего АПВ 0,4 кВ:** | | | | **112** |
| **Всего КЛ 0,4 кВ:** | | | | **1558** |

## 2.3 Сведения о существующей системе генерации тепловой и электрической энергии

По состоянию на конец 2016 года в собственности, на другом законном основании АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ») находилось 84 объекта генерации (в состав которых входят 84 ДВС), состав технологического оборудования представлен в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 Состав генерирующего технологического оборудования.

| № п/п | Дисп. № | Тип ДГА, ДВС, заводской номер, год выпуска | Тип Генератора, заводской номер, год выпуска | Номин. мощность (кВт) | Наработка м/ч | Тех. Состояние |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| **Березовский район** | | | | | |  |
| **ДЭС п.Саранпауль** | | | | | | |
| 1 | 1 ДГА | Cummins C1400D5, №BKKDBDF590, КТА50G3, №25350327, 2010г. (№453) | Stamford PI734B1, № 0260067/006, 2010г. | 1000 | 29099 | резервный |
| 2 | 2 ДГА | Cummins C1400D5, №B10KBDD190, КТА50G3, №25349625, 2010г. (№452) | Stamford PI734B1, № 0259535/001, 2010г. | 1000 | 29641 | резервный |
| 3 | 3 ДГА | Cummins C1400D5, №B11KBМZ800, КТА50G3, №33183749, 2011г. (№799) | Stamford PI734B1, № 0275319/008, 2011г. | 1000 | 24777 | резервный |
| 4 | 4 ДГА | Cummins C1400D5, №B14K641276, КТА50G3, №25393576, 2013г. | Stamford PI734B1, № А131404899, 2014г. | 1000 | 4585 | основной |
| 5 | 5 ДГА | Cummins C1400D5, №L13K605976, КТА50G3, №25393640, 2014г. | Stamford PI734B1, № X13H321716, 2014г. | 1000 | 3550 | Основной |
| **ДЭС с.Ломбовож** | | | | | | |
| 1 | 1 ДГА | АД-100, ЯМЗ-238М2, №40203797, 2003г. | БГ-100М-4У2, №003491, 2003г. | 100 | 20004 | Резервный |
| 2 | 2 ДГА | АД-100, ЯМЗ-238М2, №07097, 1998г. | ГСФ-100ДУ2, №9507014, 1998г. | 100 | 10160 | Резервный |
| 3 | 3 ДГА | АД-100, №991105313, ЯМЗ-238М2, №073130, 2011г. (Инв.№655) | ГС-100У2, №930600827, 2011г. | 100 | 2810 | Основной |
| **ДЭС п.Сосьва** | | | | | | |
| 1 | 1 ДГА | Cummins С1100D5, №В07К978520, КТА38G5, №25316329, 2013г. | Stamford HC64K, №0222633/001, 2013г. | 823 | 14871 | Основной |
| 2 | 2 ДГА | Mitsubishi Энерго-Д1000/0,4 №8066, S12R-PTA №D1561, 2014г. | Stamford РI734C1, №X14E225714, 2014г. | 1008 | 623 | Резервный |
| 3 | 3 ДГА | Cummins C1100D5B №F11KBQV500, КТА38G5, №25363803, 2011г. | Stamford НСI634K1, №0277903/004, 2011г. | 823 | 552 | Резервный |
| **ДЭС д.Кимкьясуй** | | | | | | |
| 1 | 1 ДГА | Cummins C60, №Н100086, 6BT5.9-G2, №87074398, 2010г. | Stamford UCI224E14, №Х10Е200736, 2010г. | 48 | 352 | Основной |
| 2 | 2 ДГА | Weifang 50GFX-992, ДВС Deutz TD226B-4D, №4В070200497, 2007г.в. | Stamford UCI224F, №7020118, 2007г.в. | 60 | 3340 | Резервный |
| 3 | 3 ДГА | АД-100-Т400-1Р, ДВС Ricardo R6105AZLD-1 №7090038, 2007г.в. | н/д | 110 | 1765 | Резервный |
| 4 | 4ДГА | АД-60, А-01, зав. № 105473, 2003г.в. | БГ-75, зав. № 417369, 2003г.в. | 75 | 18500 | Резервный |
| **ДЭС д.Сартынья** | | | | | | |
| 1 | 1 ДГА | Cummins C38D5, №А12I068986, X3.3G1, №A46752 (Инв.№709) | Stamford PI144G, №G12A020957, 2012г. | 28 | 10198 | Испр |
| 2 | 2 ДГА | Cummins C38D5, №К11I069395, X3.3G1, №A37320 (Инв.№708) | Stamford PI144G, №G11К458395, 2011г. | 28 | 9279 | Испр |
| **ДЭС д.Анеева** | | | | | | |
| 1 | 1 ДГА | АД-60С, №3504, ЯМЗ-236М2 №70229214, 2007г. | LSA 44.2US3, №2084115/8, 2007г. | 60 | 24534 | основной |
| 2 | 6 ДГА | АД-75 №724 1998г., ДВС А-01 №184444 1995г., | ГСФ-75М-4У2 №426201 1997г. | 75 | 458 | резервный |
| 3 | 3 ДГА | Cummins C38D5, №А12I069715, ДВСX3.3-G1, №А43737, 2012г. (Инв.№712) | Stamford PI144G, №G12А020404, 2012г. | 28 | 4619 | резервный |
| 4 | 4 ДГА | АД-100, ЯМЗ-238М2-2, №Е0031618 | ГС-100У2, №010501932 | 100 | 10224 | резервный |
| **ДЭС п.Няксимволь** | | | | | | |
| 1 | 1 ДГА | Volvo ADV-300 №4157, TAD1343GE, №VP2013310074, 2011г. | Magnaplus, 433CSL6220, №4335-110111, 2011г. | 320 | 18859 | испр |
| 2 | 2 ДГА | Volvo ADV-300 №4158, TAD1343GE, №VP2013308835, 2011г. | Magnaplus, 433CSL6220, №4335-110110, 2011г. | 320 | 18913 | испр |
| 3 | 3 ДГА | Volvo ADV-100 №4168, TAD532GE, №VP5311023471, 2011г. | Magnaplus, 363CSL1607, №3631-110707, 2011г. | 100 | 6853 | испр |
| 4 | 4 ДГА | ДГА-315, №1590, ДВС 6ЧН 25/34-7, №3386, 1987г. | СГ2 15/46 12Т4, №75771, 1987г. | 315 | 78330 | испр |
| **Кондинский район** | | | | | | |
| **ДЭС д.Шугур** | | | | | | |
| 1 | 1 ДГА | ДГ-250 №2509358, ТМЗ 8435.10, №90013192, 2009г. (Инв.№427) | БГ-250-4У2, №118129, 2009г. | 250 | 8148 | основной |
| 2 | 2 ДГА | ДГ-250 №2509357, ТМЗ 8435.10, №90013195, 2009г. (Инв.№428) | БГ-250-4У2, №118130, 2009г. | 250 | 19857 | резервный |
| 3 | 3 ДГА | ДГ-250 №2509359, ТМЗ 8435.10, №90013193, 2009г. (Инв.№438) | БГ-250-4У2, №118114, 2009г. | 250 | 19135 | основной |
| 4 | 4 ДГА | Perkins Р400P2, FGWRPES7PCMC00470, 2306C-E14TAG3, №FGDF1395U10825S, 2008г. (Инв 597) | LL6114D, №222386/7, 2007г. | 320 | 32867 | на КР |
| 5 | 5 ДГА | Perkins Р400P2, FGWRPES7ECMC00481, 2306C-E14TAG3, №FGDF1395U11631S, 2008г. (Инв 598) | LL6114D, №222703/09, 2007г. | 320 | 30610 | на КР |
| 6 | 6 ДГА | Perkins P500P3, FGWHPES4EJMD00370, 2505А-Е15TAG2, №MGBF2002U104548, 2007г. | Leroy Samer LL6114F, №CL6F8011, 2007г. | 400 | 18483 | на КР |
| **ДЭС д.Карым** | | | | | | |
| 1 | 1 ДГА | АД-75-Т400-Р, ЯМЗ-236 №422735 (Инв. №617) | ГСФ-100-У2 №19428, 1995г. | 75 | 7398 | основной |
| 2 | 2 ДГА | Cummins C38D5, №А12I068995, X3.3G1, №A46749, 2012 г. (Инв.№668) | Stamford PI144G, №G12A020422, 2012г. | 28 | 12170 | резервный |
| **ДЭС д.Никулкина** | | | | | | |
| 1 | 1 ДГА | Yamaha, EDL20000TE, №Q9C2-810186, 2008г. | н/у | 12 | 26791 | резервный |
| 2 | 2 ДГА | Cummins C33D5, №А12I070199, X3.3G1, №A48374, 2012г. (Инв.№722) | Stamford PI144G, №G12С138057, 2012г. | 26,4 | 6248 | основной |
| **Октябрьский район** | | | | | | |
| **ДЭС с.Б.Атлым** | | | | | | |
| 1 | 1 ДГА | АД-100С-Т400-2Р, №060408311, ЯМЗ-238, №50260093, 2006г. | ГС-100БП, №060407237, 2006г. | 100 | 33419 | резервный |
| 2 | 2 ДГА | АД-200, ЯМЗ-7514.10 |  | 200 | 30117 |  |
| 3 | 3 ДГА | Cummins С300D5, ДВС QSL9-G5, №4021508, 2008г. (Инв.408) | Stamford HC.1434 E1, зав. №X08B080529, 2008г.в. | 240 | 15490 | резервный |
| 4 | 4 ДГА | Cummins С500D5, №G10KBHD830, ДВС QSX15-G8, №79429120, 2010г., (Инв.586) | Stamford HCI534D1, №0269950/004, 2010г. | 360 | 2414 | резервный |
| 5 | АДГА | Cummins AKSA, ACQ-550, №79273117, QSX-15G8, №79273117, 2008г. (Инв.782) | Stamford HC.54С, №0240002/012 | 400 | 13627 | основной |
| **ДЭС п.Горнореченск** | | | | | | |
| 1 | 1 ДГА | Volvo ADV-150-T400-2РГТН, №4189, TAD733GE, №5311073368, 2011г. | Magnaplus MP-200-4, №4320-110544, 2011г. | 200 | 10008 | текущий ремонт |
| 2 | 2 ДГА | ДГ-250, №2509352, ТМЗ 8435.10, № отс, 2009г. (Инв.573) | БГ-250-4У2, №118107, 2009г. | 250 | 13188 | резервный |
| 3 | 3 ДГА | АД-200, ЯМЗ-7514.10, №70023778, 2007г. | БГ-200-4У2, №217809/52 | 200 | 12299 | основной |
| **Белоярский район** | | | | | | |
| **ДЭС с.Ванзеват** | | | | | | |
| 1 | 1 ДГА | Volvo ADV-200 №5184, TAD734GE №5311325632, 2012г. | Magnaplus МР-200-4, №4320АS-120181, 2012г. | 200 | 9952 | основной |
| 2 | 2 ДГА | Volvo ADV-160 №5183, TAD733GE №5311314558, 2012г. | Magnaplus МР-200-4, №4320AS-120185, 2012г. | 160 | 9401 | основной |
| 3 | 3 ДГА | Volvo ADV-100 №5172, TAD532GE №5311289515, 2012г. | 363CSL1607, № 1631S-120225, 2012г. | 100 | 9889 | резервный |
| 4 | 4 ДГА | АД-200, ЯМЗ-7514.10, №0825, 2004г. | БГ-200-4У2, №116940, 2004г. | 200 | 17950 | резервный |
| **ДЭС с.Тугияны** | | | | | | |
| 1 | 1 ДГА | АД-60, №Р08342, Д-246.4, №506033, 2010г. | UC.I224G1, №0265874/003, 2010г. | 60 | 13979 | резервный |
| 2 | 3 ДГА | Cummins C38D5, А12I068994, X3.3G1, №A46920, 2012г. (Инв.667) | Stamford PI144G, №G12A020418, 2012г. | 28 | 3460 | основной |
| **ДЭС д.Пашторы** | | | | | | |
| 1 | 1 ДГА | Cummins C38D5, K11I069394, X3.3G1, №A42532, 2011г. (Инв.663) | Stamford PI144G, зав. №G11K458396, 2011г. | 28 | 11825 | резервный |
| 2 | 2 ДГА | Cummins C38D5, K12I071768, X3.3G1, №A53243, 2012г. (Инв.711) | Stamford PI144G, зав. №G12J427338, 2012г. | 28 | 7425 | основной |
| **ДЭС д.Нумто** | | | | | | |
| 1 | 1 ДГА | АД-30, Д-243, №684168, 2012г. | БГ-30-4У2, №7200351, 2003г. | 30 | 19432 | КР |
| 2 | 2 ДГА | АД-30.1-246, №607009, Д-246.1 №435995, 2008г. | МW2 34540, №0808214, 2008г. | 30 | 12618 | основной |
| 3 | 3 ДГА | Cummins C38D5, №А12I069714, X3.3-G1, №А37022, 2012г. (Инв.710) | Stamford PI144G, №G11L511751, 2011г. | 28 | 5495 | резервный |
| **Ханты-Мансийский район** | | | | | | |
| **ДЭС п.Урманный** | | | | | | |
| 1 | 1 ДГА | ADDo600C-T400-1РГТМ, №8139, ДВС DP222LCF, №511148 | Ген MJB355MB4B2, №МС19721 | 600 | 671 | резервный |
| 2 | 2 ДГА | ADDo600C-T400-1РГТМ, №8163, ДВС DP222LCF, №511149 | Ген MJB355MB4B2, №МС19722 | 600 | 1200 | основной |
| 3 | 3 ДГА | ADDo600C-T400-1РГТМ, №8109, ДВС DP222LCF, №408894 | Ген MJB355MB4B2, №МС19431 | 600 | 1358 | основной |
| 4 | 4 ДГА | С500D5, №F12K353912, ДВС QSX15-G8, №79577312, 2012г. | Stamford HCI534D1, №А12А042091, 2010г. | 360 | 10538 | резервный |
| **ДЭС п.Елизарово** | | | | | | |
| 1 | 1 ДГА | Volvo ADV-320 №5263, TAD1344GE, №2013332311, 2012г. | Magnaplus 433CSL6220, №4341AS-120063, 2012г. | 320 | 13571 | резервный |
| 2 | 2 ДГА | Volvo ADV-320 №5264, TAD1344GE, №2013329781, 2012г. | Magnaplus 433CSL6220, №4341AS-120071, 2012г. | 320 | 16764 | основной |
| 3 | 3 ДГА | Volvo ADV-320 №5262, TAD1344GE, №2013290293, 2012г. | Magnaplus 433CSL6220, №4341AS-120064, 2012г. | 320 | 15639 | основной |
| **ДЭС п.Кедровый** | | | | | | |
| 1 | 1 ДГА | Cummins C1100D5B №А12К297740, КТА38G5, №25372164, 2014г. | Stamford НСI634K1, №А12А019379, 2014г. | 823 | 10229 | резервный |
| 2 | 2 ДГА | Cummins C1400D5 №G10KBHL370, KTA50G3, №25353544, 2010г. | Stamford PI734B1, №0269929/004, 2010г. | 1000 | 22499 | резервный |
| 3 | 3 ДГА | Cummins C1400D5 №B11KBMZ770, KTA50G3, №25360580, 2011г. | Stamford PI734B1, №0273729/00, 2011г. | 1000 | 17032 | основной |
| **ДЭС п.Кирпичный** | | | | | | |
| 1 | 1 ДГА | Cummins C500D5eo, №G11KBR0250, QSX15G8, №79487757, 2011г. | Stamford HCI574F1, №М09К129501, 2011г. | 360 | 19703 | резервный |
| 2 | 2 ДГА | Cummins C500D5eo, №G11KBR0230, QSX15G8, №79487760, 2011г. | Stamford HCI574F1, №М09К130103, 2011г. | 360 | 18919 | резервный |
| 3 | 3 ДГА | Cummins C500D5eo, №G11KBR0240, QSX15G8, №79487771, 2011г. | Stamford HCI574F1, №М09К129502, 2011г. | 360 | 19488 | основной |
| **Мини ТЭЦ п.Согом** | | | | | | |
| 1 | 1 ДГА | Volvo ADV120C-T400-2РГТН, №5309, TAD731GE, №5311331503 | Mecc Alte ECO 38-2SN/4, №0001571478, 2012г. | 120 | 9308 | резервный |
| 2 | 2 ДГА | Volvo ADV100C-T400-2РГТН, №5277, TAD532GE, №5311324618 | Magnaplus 363CSL1607 №3631S-120354, 2012г. | 100 | 2431 | резервный |
| 3 | 3 ДГА | Volvo ADV100C-T400-2РГТН, №1475, TAD532GE, №5311234597 | Magnaplus 363CSL1607, №3631S-120258, 2012г. | 100 | 2878 | основной |
| 4 | 4 ДГА | Tedom КУ Cento T-150, №02037, ДВС TD175G5VTW86, №0016, 2014г. | Mecc Alte ECO 38 1LN/4, №0001738815, 2014г. | 150 | 11368 | основной |
| 5 | 5 ДГА | Tedom КУ Cento T-150, №02036, ДВС TD175GVTA86, №101400578102, 2014г. | Mecc Alte ECO 38 1LN/4, зав. № б/н, 2009г. | 150 | 4462 | основной |
| 6 | 6 ДГА | Tedom КУ Cento T-150, №02035ДВС TD175GVTA86, №0011, 2009г. | Mecc Alte ECO 38 1LN/4, зав. № б/н, 2009г. | 150 | 19352 | резервный |
| **Нижневартовский район** | | | | | | |
| **ДЭС Корлики** | | | | | | |
| 1 | 1 ДГА | Volvo ADV-320С-Т400-2РГТ, №3522, TAD1344GE, №2013259852, 2011г. | Magnaplus 433CSL6220, №4335-11006, 2011г. | 320 | 21189 | резервный |
| 2 | 2 ДГА | Volvo ADV-320С-Т400-2РГТ, №3523, TAD1344GE, №2013243669, 2011г. | Magnaplus 433CSL6220, №4335-110010, 2011г. | 320 | 19573 | резервный |
| 3 | 3 ДГА | Volvo ADV-500 №6912, TAD1643GE, №2016079550, 2014г. | Marelli MB17591, 2014г. | 500 | 3858 | резервный |
| 4 | 4 ДГА | Volvo ADV-500 №6911, TAD1643GE, №2016079554, 2014г. | Marelli MB17595, 2014г. | 500 | 4117 | основной |
| **ДЭС д.Сосновый бор** | | | | | | |
| 1 | 1 ДГА | Cummins C38D5, А12I069035, X3.3G1, №A46918, 2012г. (Инв.669) | Stamford PI144G, №G12A010027, 2012 г. | 28 | 15554 | основной |
| 2 | 2 ДГА | АД60, ЯМЗ-236М2, № 06578, 2008г.в. (Инв.607) | ГС-60 БП, №н/д, 2001г. | 60 | 20072 | резервный |
| **ДЭС д.Усть-колекъеган** | | | | | | |
| 1 | 1 ДГА | Perkins Р30Р1, №FGWPEPP4AETH10129, 2007г., 1103А-33G1, №DJ51323U140759P (Инв.602) | Leroy Somer LL1014S, №217488121, 2007г. | 24 | 16078 | резервный |
| 2 | 2 ДГА | Cummins C38D5, №К12I071767, X3.3-G1, №А53216, 2012г. (Инв.713) | Stamford PI144G, №G12J427337, 2012г. | 28 | 6803 | основной |
| **Сургутский район** | | | | | | |
| **ДЭС д. Таурова** | | | | | | |
| 1 | 1 ДГА | АД-30, №3319, Д-243, №606353 (Инв.646) | Leroy Somer 284 CSL 1508, №2841-110109, 2011г. | 30 | 9102 | основной |
| 2 | 2 ДГА | Lambordini LDW 1503, №4524489К6А5211, 2001г.(Инв.360) | Stamford, №0132014/01 | 12 | 14880 | резервный |
| 3 | 3 ДГА | Аварийный источник 6 кВт |  | 6 | 210 | резервный |

## 2.4 Сведения о существующей системе генерации и передачи тепловой энергии

По состоянию на 2016 год в собственности (на другом законном основании) АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ») находится технологическое оборудование осуществляющее генерацию и передачу тепловой энергии в п. Согом Ханты-Мансийского района, представленное в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1 Состав технологического оборудования.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№пп** | **Состав технологического оборудования** | **Показатель** |
| **1** | **2** | **3** |
| 1 | Протяженность магистральных сетей (в однотрубном исчислении), км | 0 |
| 2 | Протяженность разводящих сетей (в однотрубном исчислении), км | 0,435 |
| 3 | Количество теплоэлектростанций, шт. | 1 |
| 4 | Установленная электрическая мощность теплоэлектростанций, кВт | 450 |
| 5 | Установленная тепловая мощность теплоэлектростанций, Гкал | 0,387 |
| 6 | Количество котельных, шт. | 1 |
| 7 | Установленная тепловая мощность котельных, Гкал | 0,4 |
| 8 | Количество центральных тепловых пунктов, шт. | 1 |
| 9 | Количество аварий на тепловых сетях | 0 |

## 2.5 Сведения о зданиях административного и административно-производственного назначения

По состоянию на 2016 год в собственности (на другом законном основании) АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ») зданий и сооружений административно-хозяйственного назначения нет.

Здания и сооружения АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ») находятся в аренде, при этом договором аренды не предусмотрено проведение внутри зданий мероприятий энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

## 2.6 Сведения о количестве точек приема (поставки) электрической энергии

Сведения по оснащённости приборами учёта электроэнергии АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ») по состоянию на 2016 год, представлены в таблице 2.6.1.

Таблица 2.6.1 Сведения по оснащённости приборами учёта электроэнергии

| **№ пп** | **Сведения по оснащённости приборами учёта электроэнергии** | **Количество установленных приборов учета, шт.** | **Количество приборов учета, подлежащих установке, шт.** |
| --- | --- | --- | --- |
| **1** | **2** | **3** | **4** |
| 1 | Количество оборудованных приборами учёта вводов, в том числе: | **4768** | *-* |
| 1.1 | Полученной со стороны | - | - |
| 1.2 | Собственного производства | 51 | - |
| 1.3 | Потребляемой электроэнергии: | 4717 | *-* |
|  | - прочие потребители | 639 | - |
|  | - население и приравненные к нему группы | 4076 | - |
| 1.4 | Отданной на сторону | - | - |
| 2 | Количество не оборудованных приборами учёта вводов, в том числе: | - | - |
| 2.1 | Полученной со стороны | - | - |
| 2.2 | Собственного производства | - | - |
| 2.3 | Потребляемой электроэнергии: | - | - |
|  | - прочие потребители | - | - |
|  | - население и приравненные к нему группы | - | - |
| 2.4 | Отданной на сторону | - | - |

## 2.7 Сведения о количестве точек приема (поставки) дизельного топлива (для ДЭС)

Сведения по оснащённости приборами учёта дизельного топлива, по состоянию на 2016 год, АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ») представлены в таблице 2.7.1

Таблица 2.7.1 Сведения по оснащённости приборами учёта дизельного топлива на станциях

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№ пп** | **Сведения по оснащённости приборами учёта приема дизельного топлива** | **Количество установленных приборов учета, шт.** | **Количество приборов учета, подлежащих установке, шт.** |
| **1** | **2** | **3** | **4** |
| 1 | Количество оборудованных приборами учёта | 17 | - |
| 2 | Количество не оборудованных приборами учёта | 7 | 7 |

## 2.8 Сведения о количестве точек поставки энергетических ресурсов на Собственные нужды

Сведения о точках поставки энергоресурсов на собственные нужды, а также о необорудованных вводах, по состоянию на 2016 год, АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ») представлены в таблице 2.8.1.

Таблица 2.8.1 Сведения о точках поставки энергоресурсов на собственные нужды

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№ пп** | **Наименование ресурса** | **Количество установленных приборов учета, шт.** | **Количество приборов учета, подлежащих установке, шт.** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | |
| 1 | Электрическая энергия | 25 | - |
| 2 | Дизельное топливо | 0 | - |
| 3 | Тепловая энергия | 0 | - |

## 2.9 Сведения о потреблении энергетических ресурсов

АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ») по состоянию на 2016 год, имеет потребление ТЭР данные о которых представлены в таблице 2.9.1

Таблица 2.9.1 Виды потребляемых энергоресурсов и воды и их потребители

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№пп** | **ТЭР и виды расходов** | **Потребители ТЭР и воды** |
| **1** | **2** | **3** |
| **1. Электрическая энергия, в т.ч.** | | |
| 1.1 | Потери электрической энергии при ее передаче, в. т. числе собственные нужды, обусловленные технологическим процессом передачи электрической энергии | Технологическое оборудование, обеспечивающее услугу по передачи электрической энергии (ЛЭП, ТП, РУ собственные нужды, трансформаторы, ТТ, ТН, сч. и т.д.) |
| 1.2 | Собственные нужды на производство электрической энергии (генерация электрической и тепловой энергии) | Технологическое оборудование, обеспечивающее генерацию электрической энергии (ДЭС, и собственные нужды помещений ДЭС) |
| **2. Моторное топливо** | | |
| 2.1 | Потребление ДЭС | Технологическое оборудование, обеспечивающее генерацию электрической энергии (ДЭС ДВС) |
| 2.2 | Потребление автотранспортной и др. техникой моторного топлива | Автотранспорт и спец. Транспорт |
| **3. Тепловая энергия** | | |
| 3.1 | Потери тепловой энергии при ее передаче, в. т. числе собственные нужды, обусловленные технологическим процессом передачи тепловой энергии | Технологическое оборудование, обеспечивающее услугу по передачи тепловой энергии (тепловые сети, ТП) |
| **4. Дрова** | | |
| 4.1 | Потребление котельной | Водонагревательный котел пиковой котельной |

Анализ отсутствия в потреблении других видов энергоресурсов и воды представлен в таблице 2.9.2

Таблица 2.9.2 Анализ отсутствия в потреблении других видов энергоресурсов и воды

| **№пп** | **ТЭР и виды расходов** | **Потребители ТЭР и воды** |
| --- | --- | --- |
| **1** | **2** | **3** |
| **1. Электрическая энергия, в т.ч.** | | |
| 1.1 | Расходы электрической энергии - административные здания и произв. базы (хозяйственные нужды) | **Нет** (на балансе предприятия нет зданий и произв. баз) |
| **2. Тепловая энергия** | | |
| 2.1 | Расходы на цели отопления (хозяйственные нужды) | **Нет** (на балансе предприятия нет зданий и произв. баз) |
| 2.2 | Расходы на цели подогрева ГВС (хозяйственные нужды) | **Нет (**на балансе предприятия нет зданий и произв. баз) |
| **3. Природный газ, уголь** | | |
| 3. Природный газ, уголь | | **Нет** (на балансе предприятия нет зданий и произв. баз) |
| **4. Вода** | | |
| 4.1 | Потери воды при ее передаче, в. т. числе собственные нужды, обусловленные технологическим процессом передачи воды потребителям (ГВС,ХВС, отопление) | **Нет** исходных данных, базового года  (Технологическое оборудование, обеспечивающее услугу по передачи воды (тепловые сети, сети ГВС, ХВС, ТП)) |
| 4.2 | Расходы на цели ГВС (хозяйственные нужды) | **Нет** (на балансе предприятия нет зданий и произв. баз) |
| 4.3 | Расходы на цели ХВС (хозяйственные нужды) | **Нет** (на балансе предприятия нет зданий и произв. баз) |

Сведения о потреблении ТЭР АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ») в базовом году (2016г) представлены в таблице 2.9.3.

Таблица 2.9.3 Сведения о потреблении ТЭР в базовом году (2016г)

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п.п.** | **ТЭР** | **Показатель** | **Единица измерения** | **2016 г.** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** |
| Дизельное топливо: | | | | |
| Расход дизельного топлива ДЭС | | пересчет топлива и энергии в тонны условного топлива | т у.т. | 13779,61 |
| потребление дизельного топлива в натуральном выражении | т | 9503,18 |

Сведения о потреблении ТЭР АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ») в базовом году (2016г) на компенсацию расходов производственной деятельности представлены в таблице 2.9.4.

Таблица 2.9.4 Сведения о потреблении ТЭР на компенсацию расходов производственной деятельности в базовом году (2016г)

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п.п.** | **ТЭР** | **Показатель** | **Единица измерения** | **2016 г.** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** |
| 1. Электрическая энергия | | | | |
| 1.1 | Расходы на электрическую энергию, | пересчет топлива и энергии в тонны условного топлива | т у.т. | 1812,26 |
| всего, п.п. 1.2 + п.п. 1.3 | потребление электрической энергии в натуральном выражении | тыс. кВтч | 5 339,47 |
| 1.2 | Потери электрической энергии при ее передаче | потребление электрической энергии в натуральном выражении | тыс. кВтч | 4 513,6 |
| 1.3 | Расходы электрической энергии на собственные нужды генерации электрической энергии | потребление электрической энергии в натуральном выражении | тыс. кВтч | 747,05 |
| 2. Тепловая энергия: | | | | |
| Расходы на тепловую энергию | | пересчет топлива и энергии в тонны условного топлива | т у.т. | 14,55 |
| потребление ТЭР в натуральном выражении | Гкал | 118,29 |
| 3. Дрова | | | | |
| Расход дров на подогрев воды | | пересчет топлива и энергии в тонны условного топлива | т у.т. | 117,36 |
| потребление дров в натуральном выражении | м3 | 441,20 |
| Всего потребление ТЭР | | | т у.т. | 1 971,35 |

## 2.10 Показатели баланса электрической энергии (фактические и планируемые на регулируемый период)

Баланс электрической энергии АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ») за базовый и регулируемый период представлен в таблицах 2.10.1 - 2.10.5.

Балансовые показатели за 2016 год приняты на основании данных представленных АО «ЮРЭСК», как компанией ранее эксплуатирующей ЛЭП в децентрализованных населённых пунктах ХМАО. Баланс учитывает изменение состава оборудования в 2016 году.

Таблица 2.10.1 Баланс электрической энергии за базовый - 2016 год

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п.п** | **Показатели баланса** | **Ед. измерения** | **Свод АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ», АО «ЮРЭСК»)** | | | | |
| **Всего** | **ВН** | **СН1** | **СН2** | **НН** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** |
| **1.** | **Поступление эл.энергии в сеть , ВСЕГО** | **кВт∙ч** | **38 312 471,0** | **0,0** | **0,0** | **7 506 920,0** | **37 275 916,0** |
| 1.1. | из смежной сети, всего | кВт∙ч | 6 470 365,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6 470 365,0 |
|  | в том числе из сети: | кВт∙ч | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
|  | ФСК | кВт∙ч | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
|  | ВН | кВт∙ч | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
|  | СН1 | кВт∙ч | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
|  | СН2 | кВт∙ч | 6 470 365,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6 470 365,0 |
| 1.2. | от электростанций ЦЗ | кВт∙ч | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 1.3. | от других поставщиков (в т.ч. с оптового рынка) | кВт∙ч ч | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 1.4. | поступление эл. энергии, собственная генерация " | кВт∙ч | 38 312 471,0 | 0,0 | 0,0 | 7 506 920,0 | 30 805 551,0 |
| **2.** | **Потери электроэнергии в сети** | **кВт∙ч** | **4 513 562,0** | **0,0** | **0,0** | **387 574,0** | **4 125 988,0** |
|  | *в % от п.1* | *%* | 11,78 | 0,0 | 0,0 | 5,16 | 11,07 |
| **3.** | **Расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды** | кВт∙ч | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| **4.** | **Полезный отпуск из сети** | **кВт∙ч** | **33 798 909,0** | **0,0** | **0,0** | **7 119 346,0** | **33 149 928,0** |
| 4.1. | собственным потребителям из них: | кВт∙ч | 33 798 909,0 | 0,0 | 0,0 | 648 981,0 | 33 149 928,0 |
| 4.1.1 | прочие потребители | кВт∙ч | 11 091 616,0 | 0,0 | 0,0 | 648 981,0 | 10 442 635,0 |
| 4.1.2 | население и приравненные к нему группы | кВт∙ч | 22 707 293,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 22 707 293,0 |
| 4.2. | потребителям оптового рынка | кВт∙ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4.3. | сальдо переток в другие организации | кВт∙ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4.4. | сальдо переток в сопредельные регионы | кВт∙ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Таблица 2.10.2 Баланс электрической энергии за регулируемый период - 2017г

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п.п** | **Показатели баланса** | **Ед. измерения** | **Свод АО "Юграэнерго"(АО «Компания ЮГ»)** | | | | |
| **Всего** | **ВН** | **СН1** | **СН2** | **НН** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** |
| **1.** | **Поступление эл.энергии в сеть , ВСЕГО** | **кВт∙ч** | **38 198 390,6** | 0,0 | 0,0 | **7 343 919,8** | **36 894 685,4** |
| 1.1. | из смежной сети, всего | кВт∙ч |  | 0,0 | 0,0 |  | 6 040 214,6 |
|  | в том числе из сети: | кВт∙ч |  | 0,0 | 0,0 |  |  |
|  | ФСК | кВт∙ч |  | 0,0 | 0,0 |  |  |
|  | ВН | кВт∙ч |  | 0,0 | 0,0 |  |  |
|  | СН1 | кВт∙ч |  | 0,0 | 0,0 |  |  |
|  | СН2 | кВт∙ч | 6 040 214,6 | 0,0 | 0,0 |  | 6 040 214,6 |
| 1.2. | от электростанций ЦЗ | кВт∙ч |  | 0,0 | 0,0 |  |  |
| 1.3. | от других поставщиков (в т.ч. с оптового рынка) | кВт∙ч ч |  | 0,0 | 0,0 |  |  |
| 1.4. | поступление эл. энергии, собственная генерация | кВт∙ч | 38 198 390,6 | **0,0** | **0,0** | 7 343 919,8 | 30 854 470,8 |
| **2.** | **Потери электроэнергии в сети** | **кВт∙ч** | **4 449 028,1** | 0,0 | 0,0 | **377 116,8** | **4 071 911,3** |
|  | *в % от п.1* | *%* | 11,65 | 0,00 | 0,00 | 5,14 | 11,04 |
| **3.** | **Расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды** | кВт∙ч |  | **0,0** | **0,0** |  |  |
| **4.** | **Полезный отпуск из сети** | **кВт∙ч** | **33 749 362,5** | 0,0 | 0,0 | **6 966 803,0** | **32 822 774,1** |
| 4.1. | собственным потребителям из них: | кВт∙ч | 33 749 362,5 | 0,0 | 0,0 | 926 588,5 | 32 822 774,1 |
| 4.1.1 | прочие потребители | кВт∙ч | 10 930 208,0 | 0,0 | 0,0 | 926 588,5 | 10 003 619,6 |
| 4.1.2 | население и приравненные к нему группы | кВт∙ч | 22 819 154,5 | 0 | 0 |  | 22 819 154,5 |
| 4.2. | потребителям оптового рынка | кВт∙ч | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 4.3. | сальдо переток в другие организации | кВт∙ч | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 4.4. | сальдо переток в сопредельные регионы | кВт∙ч | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |

Таблица 2.10.3 Баланс электрической энергии за регулируемый период - 2018г

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п.п** | **Показатели баланса** | **Ед. измерения** | **Свод АО "Юграэнерго"** | | | | |
| **Всего** | **ВН** | **СН1** | **СН2** | **НН** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** |
| **1.** | **Поступление эл.энергии в сеть , ВСЕГО** | **кВт∙ч** | **38 130 600,0** | **0,0** | **0,0** | **7 180 919,7** | **36 559 744,4** |
| 1.1. | из смежной сети, всего | кВт∙ч | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5 610 064,1 |
|  | в том числе из сети: | кВт∙ч | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
|  | ФСК | кВт∙ч | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
|  | ВН | кВт∙ч | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
|  | СН1 | кВт∙ч | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
|  | СН2 | кВт∙ч | 5 610 064,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5 610 064,1 |
| 1.2. | от электростанций ЦЗ | кВт∙ч | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 1.3. | от других поставщиков (в т.ч. с оптового рынка) | кВт∙ч ч | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 1.4. | поступление эл. энергии, собственная генерация | кВт∙ч | 38 130 600,0 | 0,0 | 0,0 | 7 180 919,7 | 30 949 680,3 |
| **2.** | **Потери электроэнергии в сети** | **кВт∙ч** | **4 244 500,0** | **0,0** | **0,0** | **366 659,7** | **3 877 840,3** |
|  | *в % от п.1* | *%* | 11,14 | 0,00 | 0,00 | 5,11 | 10,61 |
| **3.** | **Расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды** | кВт∙ч | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| **4.** | **Полезный отпуск из сети** | **кВт∙ч** | **33 886 100,0** | **0,0** | **0,0** | **6 814 260,0** | **32 681 904,1** |
| 4.1. | собственным потребителям из них: | кВт∙ч | 33 886 100,0 | 0,0 | 0,0 | 1 204 195,9 | 32 681 904,1 |
| 4.1.1 | прочие потребители | кВт∙ч | 10 768 800,0 | 0,0 | 0,0 | 1 204 195,9 | 9 564 604,1 |
| 4.1.2 | население и приравненные к нему группы | кВт∙ч | 23 117 300,0 | 0,0 | 0,0 |  | 23 117 300,0 |
| 4.2. | потребителям оптового рынка | кВт∙ч | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 4.3. | сальдо переток в другие организации | кВт∙ч | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 4.4. | сальдо переток в сопредельные регионы | кВт∙ч | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

Таблица 2.10.4 Баланс электрической энергии за регулируемый период – 2019г

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п.п** | **Показатели баланса** | **Ед. измерения** | **Свод АО "Юграэнерго"** | | | | |
| **Всего** | **ВН** | **СН1** | **СН2** | **НН** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** |
| **1.** | **Поступление эл. энергии в сеть, ВСЕГО** | **кВт∙ч** | **38 626 297,8** | **0,0** | **0,0** | **7 274 271,6** | **37 035 021,1** |
| 1.1. | из смежной сети, всего | кВт∙ч |  | 0,0 | 0,0 |  | 5 682 994,9 |
|  | в том числе из сети: | кВт∙ч |  | 0,0 | 0,0 |  |  |
|  | ФСК | кВт∙ч |  | 0,0 | 0,0 |  |  |
|  | ВН | кВт∙ч |  | 0,0 | 0,0 |  |  |
|  | СН1 | кВт∙ч |  | 0,0 | 0,0 |  |  |
|  | СН2 | кВт∙ч | 5 682 994,9 | 0,0 | 0,0 |  | 5 682 994,9 |
| 1.2. | от электростанций ЦЗ | кВт∙ч |  | 0,0 | 0,0 |  |  |
| 1.3. | от других поставщиков (в т.ч. с оптового рынка) | кВт∙ч ч |  | 0,0 | 0,0 |  |  |
| 1.4. | поступление эл. энергии, собственная генерация | кВт∙ч | 38 626 297,8 | 0,0 | 0,0 | 7 274 271,6 | 31 352 026,2 |
| **2.** | **Потери электроэнергии в сети** | **кВт∙ч** | **4 286 678,5** | **0,0** | **0,0** | **371 426,2** | **3 915 252,3** |
|  | *в % от п.1* | *%* | 11,10 | 0,0 | 0,0 | 5,11 | 10,57 |
| **3.** | **Расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды** | кВт∙ч |  | 0,0 | 0,0 |  |  |
| **4.** | **Полезный отпуск из сети** | **кВт∙ч** | **34 339 619,3** | **0,0** | **0,0** | **6 902 845,4** | **33 119 768,9** |
| 4.1. | собственным потребителям из них: | кВт∙ч | 34 339 619,3 | 0,0 | 0,0 | 1 219 850,4 | 33 119 768,9 |
| 4.1.1 | прочие потребители | кВт∙ч | 10 908 794,4 | 0,0 | 0,0 | 1 219 850,4 | 9 688 944,0 |
| 4.1.2 | население и приравненные к нему группы | кВт∙ч | 23 430 824,9 | 0,0 | 0,0 |  | 23 430 824,9 |
| 4.2. | потребителям оптового рынка | кВт∙ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4.3. | сальдо переток в другие организации | кВт∙ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4.4. | сальдо переток в сопредельные регионы | кВт∙ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Таблица 2.10.5 Баланс электрической энергии за регулируемый период – 2020г

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п.п** | **Показатели баланса** | **Ед. измерения** | **Свод АО "Юграэнерго"** | | | | |
| **Всего** | **ВН** | **СН1** | **СН2** | **НН** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** |
| **1.** | **Поступление эл.энергии в сеть , ВСЕГО** | **кВт∙ч** | **39 128 439,7** | **0,0** | **0,0** | **7 368 837,2** | **37 516 476,4** |
| 1.1. | из смежной сети, всего | кВт∙ч |  | 0,0 | 0,0 |  | 5 756 873,9 |
|  | в том числе из сети: | кВт∙ч |  | 0,0 | 0,0 |  |  |
|  | ФСК | кВт∙ч |  | 0,0 | 0,0 |  |  |
|  | ВН | кВт∙ч |  | 0,0 | 0,0 |  |  |
|  | СН1 | кВт∙ч |  | 0,0 | 0,0 |  |  |
|  | СН2 | кВт∙ч | 5 756 873,9 | 0,0 | 0,0 |  | 5 756 873,9 |
| 1.2. | от электростанций ЦЗ | кВт∙ч |  | 0,0 | 0,0 |  |  |
| 1.3. | от других поставщиков (в т.ч. с оптового рынка) | кВт∙ч ч |  | 0,0 | 0,0 |  |  |
| 1.4. | поступление эл. энергии, собственная генерация | кВт∙ч | 39 128 439,7 | 0,0 | 0,0 | 7 368 837,2 | 31 759 602,5 |
| **2.** | **Потери электроэнергии в сети** | **кВт∙ч** | **4 329 005,3** | **0,0** | **0,0** | **375 854,8** | **3 953 150,6** |
|  | *в % от п.1* | *%* | 11,06 | 0,0 | 0,0 | 5,10 | 10,54 |
| **3.** | **Расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды** | кВт∙ч |  | 0,0 | 0,0 |  |  |
| **4.** | **Полезный отпуск из сети** | **кВт∙ч** | **4 329 005,3** | **0,0** | **0,0** | **6 992 982,4** | **33 563 325,8** |
| 4.1. | собственным потребителям из них: | кВт∙ч | 34 799 434,4 | 0,0 | 0,0 | 1 236 108,5 | 33 563 325,8 |
| 4.1.1 | прочие потребители | кВт∙ч | 11 051 008,7 | 0,0 | 0,0 | 1 236 108,5 | 9 814 900,2 |
| 4.1.2 | население и приравненные к нему группы | кВт∙ч | 23 748 425,6 | 0,0 | 0,0 |  | 23 748 425,6 |
| 4.2. | потребителям оптового рынка | кВт∙ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4.3. | сальдо переток в другие организации | кВт∙ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4.4. | сальдо переток в сопредельные регионы | кВт∙ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

## 2.11 Показатели баланса потребления электроэнергии на собственные нужды и дизельного топлива (ДТ) на производство электрической энергии (фактические и планируемые на регулируемый период)

Балансовые показатели производственного процесса генерации электрической энергии, в том числе потребление электроэнергии на собственные нужды и потребление ДТ на производство электрической (тепловой) энергии в базовом году и на период регулирования представлены в таблицах 2.11.1-2.11.5. Баланс учитывает изменение состава оборудования в 2016 году.

Таблица 2.11.1 Баланс потребления ДТ на производство электрической (тепловой) энергии в базовом году - 2016г

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п.п** | **Район, муниципальная единица** | **Количество выработанной электроэнергии, кВт\*ч** | **Собственные нужды, кВт\*ч** | **Отпуск с шин, кВт\*ч** | **Хоз. нужды, кВт\*ч** | **Отпуск с шин без Хоз. Нужд, кВт\*ч** | **Израсходовано моторного топлива , кг** | **Удельный расход Д/Т, гр/кВт.ч** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** |
| 1 | Ханты-Мансийскому район | 12 870 412 | 236 189 | 12 634 223 | 0 | 12 634 223 | 3 133 945 | 243,5 |
| 2 | Октябрьскому району | 2 010 537 | 51 537 | 1 958 999 | 0 | 1 958 999 | 568 379 | 282,7 |
| 3 | Нижневартовский район | 2 415 694 | 46 716 | 2 368 977 | 0 | 2 368 977 | 568 654 | 235,4 |
| 4 | Кондинский район | 2 244 273 | 47 914 | 2 196 358 | 0 | 2 196 358 | 616 951 | 274,9 |
| 5 | Берёзовский район | 18 086 068 | 325 360 | 17 760 708 | 0 | 17 760 708 | 4 252 035 | 235,1 |
| 6 | Белоярский район | 1 375 874 | 38 551 | 1 337 322 | 0 | 1 337 322 | 351 536 | 255,5 |
| 7 | Сургутский район | 56 662 | 779 | 55 883 | 0 | 55 883 | 13 769 | 243 |
| 8 | Всего по АО «Юграэнерго» (АО "Компания ЮГ"): | ***39 059 518*** | ***747 047*** | ***38 312 471*** | ***0*** | ***38 312 471*** | ***9 503 181*** | ***243,3*** |

Таблица 2.11.2 Баланс потребления ДТ на производство электрической энергии в регулируемом периоде, прогнозные показатели 2017 год

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п.п** | **Район, муниципальная единица** | **Количество выработанной электроэнергии, кВт\*ч** | **Собственные нужды, кВт\*ч** | **Отпуск с шин, кВт\*ч** | **Хоз. нужды, кВт\*ч** | **Отпуск с шин без Хоз. Нужд, кВт\*ч** | **Израсходовано моторного топлива , кг** | **Удельный расход Д/Т, гр/кВт.ч** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** |
| 1 | Ханты-Мансийскому район | 12 868 386 | 216 886 | 12 671 500 | 0 | 12 671 500 | 3 133 452 | 243,5 |
| 2 | Октябрьскому району | 1 950 470 | 31 023 | 1 939 447 | 0 | 1 939 447 | 551 398 | 282,7 |
| 3 | Нижневартовский район | 2 340 871 | 26 043 | 2 334 828 | 0 | 2 334 828 | 551 041 | 235,4 |
| 4 | Кондинский район | 2 114 984 | 26 008 | 2 108 976 | 0 | 2 108 976 | 581 409 | 274,9 |
| 5 | Берёзовский район | 18 071 098 | 305 810 | 17 785 288 | 0 | 17 785 288 | 4 248 515 | 235,1 |
| 6 | Белоярский район | 1 310 273 | 17 834 | 1 312 439 | 0 | 1 312 439 | 334 775 | 255,5 |
| 7 | Сургутский район | 46 553 | 640 | 45 913 | 0 | 45 913 | 11 312 | 243,0 |
| 8 | Всего по АО «Юграэнерго» (АО "Компания ЮГ"): | ***38 702 635*** | ***624 244*** | ***38 198 391*** | ***0*** | **38 198 391** | **9 404 740** | **243,0** |

Таблица 2.11.3 Баланс потребления ДТ на производство электрической энергии в регулируемом периоде, прогнозные показатели 2018 год

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п.п | Район, муниципальная единица | Количество выработанной электроэнергии, кВт\*ч | Собственные нужды, кВт\*ч | Отпуск с шин, кВт\*ч | Хоз. нужды, кВт\*ч | Отпуск с шин без Хоз. Нужд, кВт\*ч | Израсходовано моторного топлива , кг | Удельный расход Д/Т, гр/кВт.ч |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** |
| 1 | Ханты-Мансийскому район | 12 909 625 | 186 427 | 12 723 198 | 0 | 12 723 198 | 3 143 494 | 243,5 |
| 2 | Октябрьскому району | 1 810 137 | 26 137 | 1 784 000 | 0 | 1 784 000 | 511 726 | 282,7 |
| 3 | Нижневартовский район | 2 356 209 | 34 009 | 2 322 200 | 0 | 2 322 200 | 554 652 | 235,4 |
| 4 | Кондинский район | 2 053 190 | 29 690 | 2 023 500 | 0 | 2 023 500 | 564 422 | 274,9 |
| 5 | Берёзовский район | 18 256 753 | 263 505 | 17 993 248 | 0 | 17 993 248 | 4 292 163 | 235,1 |
| 6 | Белоярский район | 1 263 820 | 18 252 | 1 245 568 | 0 | 1 245 568 | 322 906 | 255,5 |
| 7 | Сургутский район | 39 565 | 679 | 38 886 | 0 | 38 886 | 9 614 | 243,0 |
| 8 | Всего по АО «Юграэнерго» (АО "Компания ЮГ"): | ***38 689 300*** | ***558 700*** | ***38 130 600*** | ***0*** | **38 130 600** | **9 401 500** | **243,0** |

Таблица 2.11.4 Баланс потребления ДТ на производство электрической энергии в регулируемом периоде , прогнозные показатели 2019 год

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п.п | Район, муниципальная единица | Количество выработанной электроэнергии, кВт\*ч | Собственные нужды, кВт\*ч | Отпуск с шин, кВт\*ч | Хоз. нужды, кВт\*ч | Отпуск с шин без Хоз. Нужд, кВт\*ч | Израсходовано моторного топлива , кг | Удельный расход Д/Т, гр/кВт.ч |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** |
| 1 | Ханты-Мансийскому район | 13 051 254 | 188 472 | 12 862 782 | 0 | 12 862 782 | 3 177 980 | 243,5 |
| 2 | Октябрьскому району | 1 881 163 | 27 163 | 1 854 000 | 0 | 1 854 000 | 531 805 | 282,7 |
| 3 | Нижневартовский район | 2 427 234 | 35 034 | 2 392 200 | 0 | 2 392 200 | 571 371 | 235,4 |
| 4 | Кондинский район | 2 124 217 | 30 717 | 2 093 500 | 0 | 2 093 500 | 583 947 | 274,9 |
| 5 | Берёзовский район | 18 327 779 | 264 531 | 18 063 248 | 0 | 18 063 248 | 4 308 861 | 235,1 |
| 6 | Белоярский район | 1 334 846 | 19 278 | 1 315 568 | 0 | 1 315 568 | 341 053 | 255,5 |
| 7 | Сургутский район | 45 786 | 786 | 45 000 |  | 45 000 | 11 126 | 243,0 |
| 8 | Всего по АО «Юграэнерго» (АО "Компания ЮГ"): | ***39 192 279*** | ***565 981*** | ***38 626 298*** | ***0*** | **38 626 298** | **9 523 724** | **243,0** |

Таблица 2.11.5 Баланс потребления ДТ на производство электрической энергии в регулируемом периоде, прогнозные показатели 2020 год

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п.п | Район, муниципальная единица | Количество выработанной электроэнергии, кВт\*ч | Собственные нужды, кВт\*ч | Отпуск с шин, кВт\*ч | Хоз. нужды, кВт\*ч | Отпуск с шин без Хоз. Нужд, кВт\*ч | Израсходовано моторного топлива , кг | Удельный расход Д/Т, гр/кВт.ч |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** |
| 1 | Ханты-Мансийскому район | 13 207 292 | 190 725 | 13 016 567 | 0 | 13 016 567 | 3 215 976 | 243,5 |
| 2 | Октябрьскому району | 2 087 775 | 30 146 | 2 057 629 | 0 | 2 057 629 | 590 214 | 282,7 |
| 3 | Нижневартовский район | 2 598 727 | 37 510 | 2 561 217 | 0 | 2 561 217 | 611 740 | 235,4 |
| 4 | Кондинский район | 2 333 210 | 33 739 | 2 299 471 | 0 | 2 299 471 | 641 399 | 274,9 |
| 5 | Берёзовский район | 17 895 408 | 258 290 | 17 637 118 | 0 | 17 637 118 | 4 207 210 | 235,1 |
| 6 | Белоярский район | 1 521 410 | 21 972 | 1 499 438 | 0 | 1 499 438 | 388 720 | 255,5 |
| 7 | Сургутский район | 57 996 | 996 | 57 000 | 0 | 57 000 | 14 093 | 243,0 |
| 8 | Всего по АО «Юграэнерго» (АО "Компания ЮГ"): | ***39 701 818*** | ***573 378*** | ***39 128 440*** | ***0*** | **39 128 440** | **9 647 542** | **243,0** |

Средний процент износа ДГА, находящихся в собственности АО «Юграэнерго» (АО "Компания ЮГ"):  – 52%, средний процент износа арендованных ДГА – 53%.

Старение, износ оборудования увеличивает норматив расхода топлива и соответственно расход топлива. Увеличивающий коэффициент *Кизн* - введен Приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. N 323 «Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии», что подтверждает вывод об обоснованности роста расход топлива.

Так же на норматив расхода топлива и соответственно расход топлива влияет работа ДГА с нагрузками, отличными от номинальных, так как нагрузки потребителей не равномерные и привести их к номинальным значениям, оптимальным эксплуатационным условиям, не предоставляется возможности. Приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. N 323 «Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии» введен увеличивающий коэффициент *Креж*, учитывающий неравномерность загрузки.

Таким образом, АО "Юграэнерго" при проведении мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности достигает эффекта снижения норматива расхода топлива и соответственно расход топлива, но учитывая нарастающий износ оборудования, наличие режимных проблем эксплуатации фактический норматив расхода топлива и соответственно расход топлива остается неизменным.

.

## 2.12 Показатели баланса производства, ПОТЕРЬ и полезного отпуска тепловой энергии (фактические и планируемые на регулируемый период)

Баланс полезного отпуска потребителям тепловой энергии и баланс отпуска тепловой энергии в сеть, потерь и потребления тепловой энергии АО «Юграэнерго» (АО "Компания ЮГ") в базовом году и на период регулирования, представлены в таблицах 2.12.1, 2.12.2.

В целом, снижение потребления тепловой энергии в 2017 году по сравнению с 2016 годом обусловлено проведением мероприятий энергосбережения и повышения энергетической эффективности (изменение схемы, наладка схемы, установка приборов учета) у потребителей ООО "Квартал", "Школа-детский сад". Рост потребления тепловой энергии в 2017 году по сравнению с 2016 годом у потребителя Администрация сельского поселения Согом муниципального образования "Ханты-Мансийский район", Гараж администрации обусловлен увеличением объема потребления тепловой энергии.

Таблица 2.12.1 Потребители и баланс полезного отпуска тепловой энергии в базовом году 2016г и регулируемых годах, Гкал

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Наименование потребителя** | | **2016г** | **2017г** | **2018г** | **2019г** | **2020г** |
| **1** | **2** | | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** |
| 1 | Муниципальное бюджетное учреждение здравоохранения Ханты-Мансийского района "Ханты-Мансийская районная поликлиника" (Здание ФАП д. Согом) | | 48,280 | 48,080 | 48,080 | 48,080 | 48,080 |
| 2 | Бюджетное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа-Югры "Комплексный центр социального обслуживания населения "Светлана" | | 12,060 | 12,010 | 12,010 | 12,010 | 12,010 |
| 3 | Федеральное государственное унитарное предприятие "Почта России" | | 16,670 | 16,600 | 16,600 | 16,600 | 16,600 |
| 4 | Администрация сельского поселения Согом муниципального образования "Ханты-Мансийский район" | Здание администрации | 47,940 | 47,940 | 47,940 | 47,940 | 47,940 |
| 5 | Гараж администрации | 45,120 | 56,060 | 56,060 | 56,060 | 56,060 |
| 6 | Муниципальное казенное учреждение культуры сельского поселения Согом "Сельский Дом культуры и досуга" | | 164,990 | 164,290 | 164,290 | 164,290 | 164,290 |
| 7 | ООО "Квартал", "Школа-детский сад" | | 926,350 | 499,570 | 499,570 | 499,570 | 499,570 |
| 8 | Увеличение полезного отпуска за счет энергосбережения | |  | 5,60 | 0,79 | 1,27 | 1,74 |
| **Итого по объекту п. Согом:** | | | **1261,410** | **845,34** | **845,82** | **846,29** | **846,77** |

Таблица 2.12.2 Баланс (структура) отпуска, потерь и потребления тепловой энергии в базовом году 2016г и регулируемых годах

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование населенного пункта** | **Наименование системы теплоснабжения** | **Тип системы теплоснабжения** | **Тип теплоносителя и его параметры** | **Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал** | | | | | | **Потери тепловой энергии в сети, . Гкал** | | | | | | **Отпуск тепловой энергии из сети, Гкал** | | | | | |
| **базовый период, 2016г** | **базовый период, в сопоставимых условиях 2016г** | **Плановый** | | | | **базовый период, 2016г** | **базовый период, в сопоставимых условиях 2016г** | **Плановый** | | | | **базовый период, 2016г** | **базовый период, в сопоставимых условиях 2016г** | **Плановый** | | | |
| **2017г** | **2018г** | **2019г** | **2020г** | **2017г** | **2018г** | **2019г** | **2020г** | **2017г** | **2018г** | **2019г** | **2020г** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** | **13** | **14** | **15** | **16** | **17** | **18** | **19** | **20** | **21** | **22** |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| д. Согом | АО «Юграэнерго» | Закрытая | Горячая вода | 1 426,65 | 968,50 | 960,92 | 960,45 | 960,44 | 960,44 | 174,26 | 118,30 | 115,58 | 114,62 | 114,14 | 113,67 | 1 261,41 | 850,20 | 845,34 | 845,82 | 846,29 | 846,77 |

# Текущее состояние в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организации

В АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ») утверждена инвестиционная программа – «Инвестиционная программа Акционерного общества «Югорская генерирующая компания» (АО «Компания ЮГ») на 2017 – 2021 гг.»

Инвестиционная программа запланирована в размере 362,42 млн. руб., из них в 2017 году запланировано финансирование в размере 83,43 млн. руб., в 2018 году – 87,59 млн. руб., в 2019 году – 88,10 млн. руб., в 2020 году – 45,41 млн. руб., в 2021 году – 57,89 млн. руб.

В связи со значительным изменением состава производственного технологического оборудования разработана новая инвестиционная программа на 2017 – 2021 гг.

Данная инвестиционная программа, запланирована в объеме 569.39 млн. рублей, из них в 2017 году запланировано финансирование мероприятий в размере 76,49 млн. руб., в 2018 году – 116,01 млн. руб., в 2019 году – 121,32 млн. руб., в 2020 году – 125,74 млн. руб., в 2021 году – 129,83млн. руб.

«Основное направление инвестиционных проектов связано с обеспечением надежности энергоснабжения потребителей, устранение дефицита мощности, повышением энергетической эффективности предприятия.

Реализация инвестиционной программы предполагает осуществление капитальных вложений, как в существующие балансовые объекты, так и в объекты нового строительства.

В соответствии с требованием ФЗ от 23 ноября 2009 г. №261-ФЗ"Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" для обоснования инвестиционной программы в части выполнения мероприятий, направленных на повышение энергетической эффективности предприятия, разрабатывается «Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности на 2017÷2020 гг.».

# Информация о достигнутых результатах в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организации за последние 5 лет

АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ») электрические сети переданы в эксплуатацию с 01 ноября 2016 года. Ранее эксплуатацию обеспечивало АО «ЮРЭСК».

Приведенные ниже данные (таблица 4.1.) определяющие энергетическую эффективность передачи электрической энергии, относятся к работе АО «ЮРЭСК».

В целом, в сопоставимых условиях, отмечается положительная динамика по снижению технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям. Сокращение нормативных потерь электроэнергии в 2016 году кроме реализации энергосберегающих мероприятий обусловлено так же сокращением состава сетевого оборудования (переход объектов из ДЦЗ энергоснабжения в ЦЗ).

Таблица 4.1 Нормативы технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям утвержденные Регулятором, в % от отпуска электроэнергии в сеть

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование ДЗ** | **НТПЭЭ на 2012г** | **НТПЭЭ на 2013г** | **НТПЭЭ на 2014г** | **НТПЭЭ на 2015г** | **НТПЭЭ на 2016г** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** |
| Ханты-Мансийский район | 11,2 | 11,19 | 11,05 | 11,04 | 10,55 |
| Берёзовский район | 13,99 | 12,95 | 12,94 | 12,82 | 10,53 |
| Белоярский район | 2,76 | 2,75 | 2,74 | 6,86 | 6,78 |
| Октябрьский район | 12,52 | 12,513 | 10,9 | 10,23 | 9,42 |
| Кондинский район | 9,15 | 9,14 | 9,13 | 9,13 | 9,13 |
| Нижневартовский район | 6,34 | 6,33 | 6,32 | 6,08 | 6,08 |

Потенциал энергосбережения представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 Данные по фактическим и нормативным потерям электроэнергии в действующих электрических сетях 0,4-10 кВ за базовый 2016 г.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№**  **пп** | **Наименование**  **Филиала** | **Потери** | | | | | |
| **Фактические** | | **Нормативные** | | **Сверхнормативные** | |
| **кВт час** | **%** | **кВт час** | **%** | **кВт час** | **%** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** |
| 1 | **Белоярский район** | ***213834,49*** | ***6,78*** | ***213834,49*** | ***6,78*** | ***0*** | ***0*** |
| 1.1. | ДЭС с. Ванзеват | 100074,1 | *7,15* | 100074,1 | 7,15 | 0 | *0* |
| 1.2. | ДЭС с. Пашторы | 40459,13 | *13,3* | 40459,13 | 13,3 | 0 | *0* |
| 1.3. | ДЭС с. Тугияны | 36533,13 | *0,84* | 36533,13 | 0,84 | 0 | *0* |
| 1.4. | ДЭС с. Нумто | 36768,13 | *1,62* | 36768,13 | 1,62 | 0 | *0* |
| 2 | **Березовский район** | **1982161,79** | **11,37** | **1953981,79** | **10,53** | **107033** | ***0,84*** |
| 2.1. | ДЭС п. Саранпауль | 855 167,19 | 9,21 | 899633,19 | 9,69 | -44466 | *-0,48* |
| 2.2. | ДЭС п. Ломбовож | 188 172,10 | *38,32* | 154669,1 | 29,88 | 33503 | *8,44* |
| 2.3. | ДЭС п. Няксимволь | 140 908,10 | *7,14* | 129581,1 | 6,37 | 11327 | *0,77* |
| 2.4. | ДЭС п. Сосьва | 611 459,10 | *15,33* | 512495,1 | 12,44 | 98964 | *2,89* |
| 2.5. | ДЭС п. Анеева | 63 794,10 | *14,66* | 61782,13 | 13,59 | 2012 | *1,06* |
| 2.5. | ДЭС п. Кимкьясуй | 80 178,10 | *25,12* | 69741,13 | 19,17 | 10437 | *5,94* |
| 2.6. | ДЭС п. Сартынья | 42 483,10 | *6,44* | 47227,13 | 11,21 | -4744 | *-4,77* |
| 3 | **Ханты-Мансийский район** | **1691514,90** | ***11,7*** | **1536071,9** | **10,55** | **155443** | ***1,16*** |
| 3.1. | ДЭС п. Кирпичный | 121 065,10 | *8,11* | 157469,1 | 11,58 | -36404 | *-3,47* |
| 3.2. | ДЭС с. Елизарово | 276 796,10 | *11,34* | 260381,1 | 10,37 | 16415 | *0,98* |
| 3.3. | ДЭС п. Кедровый | 792 092,10 | *17,35* | 561382,1 | 11,68 | 230710 | *5,67* |
| 3.4. | ДЭС п. Урманный | 352 370,10 | *10,6* | 366155,1 | 11,15 | -13785 | *-0,55* |
| 3.1. | ДЭС п. Согом | 149 191,50 | *7,16* | 190684,5 | 10,88 | -41493 | *-3,72* |
| 4. | **Октябрьский район** | **207202,23** | ***9,33*** | **206338,23** | **9,42** | **864** | ***-0,09*** |
| 4.1. | ДЭС п. Б. Атлым | 115301,1 | *9,93* | 113784,1 | 9,74 | 1517 | *0,19* |
| 4.2. | ДЭС п. Горнореченск | 91901,13 | *8,88* | 92554,13 | 8,99 | -653 | *-0,1* |
| 5. | **Нижневартовский район** | **180384,23** | ***6,08*** | **180384,23** | **6,08** | **0** | ***0*** |
| 5.1. | ДЭС с. Корлики | 148265,1 | *6,53* | 148265,1 | 6,53 | 0 | *0* |
| 5.2. | ДЭС д .Сосновый Бор | 32119,13 | *-6,43* | 32119,13 | -6,43 | 0 | *0* |
| 6. | **Кондинский район** | **238464,36** | ***7,92*** | **236750,36** | **9,13** | **1714** | ***0,1*** |
| 6.1. | ДЭС д. Шугур | 169010,1 | *8,48* | 166459,1 | 8,31 | 2551 | *0,16* |
| 6.2. | ДЭС д. Карым | 33062,13 | *-4,89* | 33814,13 | -3,67 | -752 | *-1,22* |
| 6.3 | ДЭС д. Никулкина | 36392,13 | *2,16* | 36477,13 | 2,74 | -85 | *-0,58* |
|  | **ВСЕГО** | **4513562,00** | ***11,78*** | **4327361** | **10,71** | **265054** | ***1,05*** |

По результатам работы АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ») в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности использования топливно-энергетического ресурса – дизельное топливо, отмечается положительная динамика.

Основным показателем энергетической эффективности использования дизельного топлива является нормативный удельный расход топлива. На величину удельного расхода топлива влияет, в том числе износ генерирующего оборудования,нагрузки потребителей.

Так как:

- износ генерирующего оборудования АО «Юграэнерго» (АО "Компания ЮГ") растет (средний процент износа ДГА, находящихся в собственности АО «Юграэнерго» (АО "Компания ЮГ"):  – 52%, средний процент износа арендованных ДГА – 53%);

- нагрузки потребителей не равномерные и привести их к номинальным значениям, оптимальным эксплуатационным условиям, не предоставляется возможности,

то удержание АО «Юграэнерго» (АО "Компания ЮГ") группового норматива расходатоплива в 2012-2016 годах в целом по предприятию в размере 243-246 гр/кВт.ч является хорошим результатом.

В целом, АО "Юграэнерго" при проведении мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности достигает эффекта снижения норматива расхода топлива и соответственно расхода топлива, но учитывая нарастающий износ оборудования, наличие режимных проблем эксплуатации фактический норматив расхода топлива и соответственно расход топлива остается неизменным.

Если бы энергосберегающие мероприятия не проводились, то норматив расхода топлива и соответственно расход топлива в АО "Юграэнерго" рос.

# Сравнение показателей деятельности организации с компаниями, достигшими наилучших показателей в аналогичной сфере деятельности, из числа российских и зарубежных компаний

По данным Минэнерго России, полученных на основании анализа величин нормативов технологических потерь электроэнергии (НТПЭЭ), утвержденных на период регулирования (2016г) для компаний входящих состав ПАО «Россети» и ТСО, средний норматив ТПЭЭ для компаний входящих в состав ПАО «Россети» составляет – 7,4% от отпуска электроэнергии в сеть, для ТСО – 9,1%.

Для сопоставления с приведенными выше значениями потерь электроэнергии в электрических сетях нашей страны на рисунке 5.1 представлены значения потерь электроэнергии в электрических сетях стран дальнего зарубежья.

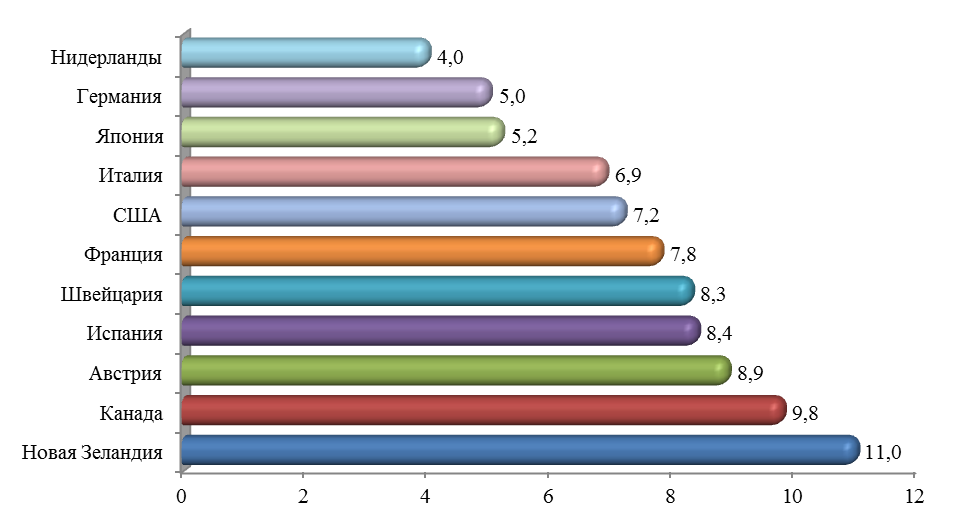


Рисунок 5.1 – Потери электроэнергии в странах дальнего зарубежья

В странах с нестабильной экономической и политической ситуациями потери электроэнергии, как правило, достигают больших значений (рисунок 5.2).

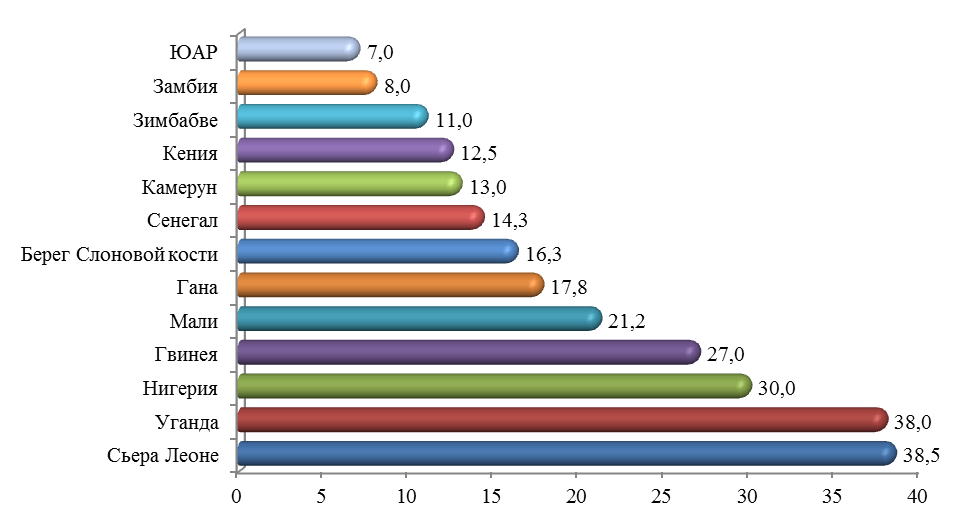


Рисунок 5.2 – Потери электроэнергии в странах дальнего зарубежья с нестабильной экономикой

Одни из наилучших показателей энергетической эффективности передачи электрической энергии имеют - филиал АО «МРСК Центра и Приволжья» - «Ивэнерго», АО «Оборонэнерго» в границах Тюменской области - Ханты-Мансийский автономный округ – Югра.

Например, филиал АО «МРСК Центра и Приволжья» - «Ивэнерго» имеет показатели энергетической эффективности передачи электрической энергии, представленные в таблице 5.1.

Таблица 5.1 Показатели энергетической эффективности передачи электрической энергии

|  |  |
| --- | --- |
| Организация: | Норматив технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, в % от отпуска электроэнергии в сеть |
| Филиал АО «МРСК Центра и Приволжья» - «Ивэнерго» 603001, г. Нижний Новгород, ул. Рождественская, 33 |
| ВН | 2,64 |
| СН I | 7,51 |
| СН II | 1,29 |
| НН | 5,22 |
| Всего | 4,97 |

Например, АО «Оборонэнерго» в границах Тюменской области - Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, имеет показатели энергетической эффективности передачи электрической энергии, представленные в таблице 5.2.

Таблица 5.2 Показатели энергетической эффективности передачи электрической энергии

|  |  |
| --- | --- |
| Организация: | Норматив технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, в % от отпуска электроэнергии в сеть |
| ОАО «Оборонэнерго» в границах Тюменской области - Ханты-Мансийский автономный округ - Югра |
| ВН |  |
| СН I |  |
| СН II | 4,08 |
| НН | 4,86 |
| Всего: | 8,56 |

Состав технологического оборудования децентрализованных зон электроснабжения отличается от централизованных зон электроснабжения наличием повышающих трансформаторных подстанций, что определяет увеличение потерь электрической энергии в данных сетях.

Для сетей, имеющих в своем составе аналогичные АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ») зоны с децентрализованной зоной электроснабжения, к примеру, АО «Сахаэнерго» фактические потери электрической энергии в 2015 году составили 15,28%, в 2016 год – 15,27 %. В таблице 5.3. представлены сведения по выработке и фактическим потерям в электрических сетях АО «Сахаэнерго» в децентрализованной зоне.

Таблица 5.3 Показатели энергетической эффективности передачи электрической энергии в электрических сетях АО «Сахаэнерго»

| Наименование РЭС, ЭС | ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ | | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 2015 год | | | 2016 год | | |
| Выработка э/э | Потери э/э в сетях, всего | | Выработка э/э | Потери э/э в сетях, всего | |
| тыс. кВтч | тыс. кВтч | % | тыс. кВтч | тыс. кВтч | % |
| Алданский РЭС | 1994,870 | 203,100 | 10,28 | 3 754 525 | 453 866 | 12,26 |
| Анабарский РЭС | 10843,143 | 1444,574 | 13,95 | 11 039 903 | 1 444 229 | 13,66 |
| Белогорский РЭС | 11896,800 | 1649,366 | 14,25 | 11 956 915 | 1 623 888 | 13,95 |
| Булунские ЭС | 36942,034 | 5297,013 | 15,11 | 36 069 301 | 5 302 693 | 15,46 |
| Верхоянские ЭС | 33838,923 | 4374,697 | 13,39 | 33 832 632 | 4 543 828 | 13,88 |
| Жиганский РЭС | 14407,836 | 1783,176 | 12,72 | 14 858 470 | 1 926 273 | 13,29 |
| Зырянский РЭС | 22519,956 | 3285,758 | 14,96 | 21 372 582 | 3 189 920 | 15,34 |
| Кобяйские ЭС | 26307,158 | 4383,460 | 17,26 | 25 131 470 | 4 557 520 | 18,66 |
| Момский РЭС | 11307,435 | 1455,864 | 13,26 | 11 191 961 | 1 445 936 | 13,31 |
| Нижнеколымский РЭС | 5273,260 | 5013,422 | 24,81 | 5 400 194 | 4 698 102 | 23,93 |
| Оймяконский РЭС | 6114,686 | 719,041 | 12,23 | 12 385 201 | 1 246 466 | 10,55 |
| Олекминский РЭС | 7715,575 | 1408,713 | 18,70 | 9 894 628 | 1 918 121 | 19,99 |
| Оленекский РЭС | 10681,494 | 1360,007 | 13,12 | 10 518 392 | 1 298 679 | 12,72 |
| Среднеколымский РЭС | 19869,236 | 2439,258 | 12,64 | 19 149 252 | 2 199 439 | 11,76 |
| Чокурдахский РЭС | 10840,208 | 1378,982 | 13,09 | 9 978 834 | 1 268 242 | 13,11 |
| Эвено-Бытантайский РЭС | 4879,727 | 606,928 | 12,75 | 5 282 354 | 665 383 | 12,92 |

Итого, в целом потери электроэнергии в сетях

В децентрализованной зоне электроснабжения АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ») имеет показатели энергетической эффективности передачи электрической энергии, представленные в таблице 5.4.

Таблица 5.4 Показатели энергетической эффективности передачи электрической энергии

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Класс напряжения | НТПЭЭ, в % от отпуска электроэнергии в сеть | Класс напряжения | НТПЭЭ, в % от отпуска электроэнергии в сеть | Класс напряжения | НТПЭЭ, в % от отпуска электроэнергии в сеть | Класс напряжения | НТПЭЭ, в % от отпуска электроэнергии в сеть | Класс напряжения | НТПЭЭ, в % от отпуска электроэнергии в сеть | Класс напряжения | НТПЭЭ, в % от отпуска электроэнергии в сеть |
| ДЦЗ,  Белоярский район | | ДЦЗ,  Березовский  район | | ДЦЗ, Кондинский район | | ДЦЗ, Нижневартовский район | | ДЦЗ, Октябрьский район | | ДЦЗ,  Ханты-Мансийский район | |
| ВН |  | ВН |  | ВН |  | ВН |  | ВН |  | ВН |  |
| СН I |  | СН I |  | СН I |  | СН I |  | СН I |  | СН I |  |
| СН II |  | СН II | 5,15 | СН II | 5,2 | СН II | 4,75 | СН II | 1,43 | СН II | 4,76 |
| НН | 6,86 | НН | 8,56 | НН | 5,55 | НН | 2,28 | НН | 8,93 | НН | 7,13 |
| Всего | 6,86 | Всего | 12,82 | Всего | 9,12 | Всего | 5,07 | Всего | 10,23 | Всего | 11,04 |

Фактические потери электрической энергии в 2015 году АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ») составили 12,28%, в 2016 год – 11,78 %, потери электрической энергии АО «Сахаэнерго» составили 15,28%, в 2016 год – 15,27 %.

Таким образом, при существующем множестве различий производственной деятельности сравниваемых компаний, можно сделать вывод:

- величины потерь электрической энергии АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ») по классу напряжения СН2 сопоставимы с наилучшими показателями АО «Оборонэнерго», по классу напряжения НН необходима работа по сокращению потерь в сети;

- величины потерь электрической энергии АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ») по всем классам напряжения больше, чем у филиала АО «МРСК Центра и Приволжья» - «Ивэнерго», необходима работа по сокращению потерь в сети;

- фактическая относительная величина потерь электрической энергии АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ») значительно ниже, по сравнению с аналогичной компанией, имеющей децентрализованную зону электроснабжения, АО «Сахаэнерго»

По результатам работы АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ») в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности использования топливно-энергетического ресурса – дизельное топливо, АО «Юграэнерго» (АО "Компания ЮГ") обеспечивает значение группового норматива расходатоплива в 2012-2016 годах в целом по предприятию в размере 252-246 гр/кВт.ч

Сравнительно, аналогичная АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ») компания АО «Сахаэнерго» имеющая децентрализованные зоны электроснабжения, обеспечивает значение группового норматива расходатоплива в 2012-2016 годах в целом по предприятию в размере 269-273 гр/кВт\*ч

Таким образом, энергетическая эффективность использования топливно-энергетического ресурса – дизельное топливо у АО «Юграэнерго» (АО "Компания ЮГ") значительно выше, чем у АО «Сахаэнерго».

# Экономические показатели программы

В связи с тем, что объекты энергосистемы находятся в децентрализованной зоне электроснабжения и поступление энергии в сеть осуществляется только от электрогенерирующего и теплогенерирующего оборудования дизельных электростанций, находящихся в эксплуатации АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ»), экономический эффект программы энергосбережения определяется через экономию дизельного топлива.

Экономический эффект, обусловленный реализацией мероприятий программы энергосбережения, по годам реализации показан в таблице 6.1.

Таблица 6.1 Величина экономического эффекта, от реализации мероприятий по сокращению потребления ТЭР и повышению энергетической эффективности, млн. рублей.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Вид ресурса** | **2017 г.** | **2018 г.** | **2019 г.** | **2020 г.** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** |
| **Сокращение потребления ТЭР** | | | | |
| Потери электрической энергии при её передаче | 0,893 | 2,153 | 0,901 | 0,577 |
| Электроэнергия, потребляемая на собственные нужды | 0,260 | 0,467 | 0,228 | 0,088 |
| Потери тепловой энергии | 0,022 | 0,026 | 0,052 | 0,021 |
| Потребление дизельное топливо | 4,154 | 1,470 | 0,495 | 0,314 |
| **Повышение энергоэффективности** | | | | |
| Когенерация | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 3,990 |
| **Итого экономический эффект млн. руб.** | **5,328** | **4,116** | **1,676** | **4,991** |

Затраты на реализацию мероприятий программы энергосбережения показаны в таблице 6.2.

Таблица 6.2 Затраты на реализацию мероприятий программы энергосбережения и повышению энергетической эффективности по годам действия программы, млн. рублей.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Вид ресурса** | **2017 г.** | **2018 г.** | **2019 г.** | **2020 г.** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** |
| **Сокращение потребления ТЭР** | | | | |
| Организационные мероприятия | 6,000 | 4,824 | 0,000 | 0,000 |
| Организация учета энергоресурсов | 3,690 | 3,141 | 0,461 | 0,000 |
| Потери электрической энергии при её передаче | 3,751 | 8,807 | 3,670 | 3,299 |
| Электроэнергия, потребляемая на собственные нужды | 0,478 | 0,686 | 0,062 | 0,027 |
| Потери тепловой энергии | 0,130 | 0,317 | 0,389 | 0,000 |
| Потребление дизельное топливо | 3,067 | 1,635 | 1,502 | 0,066 |
| **Повышение энергоэффективности** | | | | |
| Когенерация | 0,000 | 0,000 | 15,550 | 14,130 |
| **Итого затраты, млн. руб.** | **17,116** | **19,409** | **21,635** | **17,522** |

Суммарный экономический эффект от реализации программы за период 2017 – 2020 гг. составит **16,110** млн. рублей, при этом затраты – **75,681** млн. рублей, в том числе капитальные затраты **63,523** млн. рублей

.

# Изменение уровня потерь энергетических ресурсов при их передаче или изменение потребления энергетических ресурсов для целей осуществления регулируемого вида деятельности в натуральном и денежном выражении по годам периода действия программы

## 7.1 изменение уровня потерь электрической энергии при её передачи по электрическим сетям для целей осуществления регулируемого вида деятельности в натуральном и денежном выражении по годам периода действия программы

Величина снижения уровня потерь электрической энергии при её передаче АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ»), обусловленная реализацией мероприятий программы энергосбережения в натуральном и денежном выражении представлена в таблице 7.1.

Таблица 7.1. Величина снижения уровня потерь электрической энергии по годам действия программы в натуральном и денежном выражении (без НДС).

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Вид ресурса** | **2017 г.** | | **2018 г.** | | **2019 г.** | | **2020 г.** | |
| тыс.кВт\*ч | в млн. рублей | тыс.кВт\*ч | в млн. рублей | тыс.кВт\*ч | в млн. рублей | тыс.кВт\*ч | в млн. рублей |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Итого в год | 101,224 | 0,893 | 210,517 | 2,153 | 71,517 | 0,901 | 36,321 | 0,577 |

## 7.2 Изменение потребления электрической энергии потребляемой на Собственные Нужды её генерации для целей осуществления регулируемого вида деятельности в натуральном и денежном выражении по годам периода действия программы

Величина снижения уровня потребления электрической энергии на СН её генерации АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ»), обусловленная реализацией мероприятий программы энергосбережения в натуральном и денежном выражении представлена в таблице 7.2.

Таблица 7.2. Величина снижения уровня потребления электрической энергии на СН по годам действия программы в натуральном и денежном выражении (без НДС).

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Вид ресурса** | **2017 г.** | | **2018 г.** | | **2019 г.** | | **2020 г.** | |
| тыс.кВт\*ч | в млн. рублей | тыс.кВт\*ч | в млн. рублей | тыс.кВт\*ч | в млн. рублей | тыс.кВт\*ч | в млн. рублей |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Итого в год | 30,394 | 0,260 | 49,868 | 0,467 | 19,844 | 0,228 | 4,684 | 0,088 |

## 7.3 Изменение потерь тепловой энергии для целей осуществления регулируемого вида деятельности в натуральном и денежном выражении по годам периода действия программы

Величина снижения уровня потерь тепловой энергии при её передаче АО «Юграэнерго» (АО «Компания ЮГ»), обусловленная реализацией мероприятий программы энергосбережения в натуральном и денежном выражении представлена в таблице 7.3.

Таблица 7.3. Величина снижения уровня потерь тепловой энергии по годам действия программы в натуральном и денежном выражении (без НДС).

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Вид ресурса** | **2017 г.** | | **2018 г.** | | | **2019 г.** | | **2020 г.** | |
| Гкал | в млн. рублей | Гкал | | в млн. рублей | Гкал | в млн. рублей | Гкал | в млн. рублей |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Итого в год | 7,530 | 0,022 | 8,267 | | 0,026 | 15,496 | 0,052 | 5,163 | 0,021 |

# Фактические значения целевых показателей программы по годам периода действия программы

Расчёт целевых показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспечено в ходе реализации Программы, снижения потребления энергетических ресурсов и воды АО «Компания ЮГ» на период 2017 ÷ 2020 годы выполнен в соответствии с требованиями:

* Приказа РСТ Ханты-Мансийского автономного округа - Югры от 28 марта 2014 г. N 33 «Об установлении требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, на 2015-2017 годы»;
* Приказа РСТ Ханты-Мансийского автономного округа - Югры от 22 марта 2017 г. N 23 «Об установлении требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, на 2018 – 2020 годы»
* Решения РЭК Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа от 22 декабря 2016 года № 47 «Об установлении требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа».

Регулирующим органом АО «Компания ЮГ» (АО «Юграэнерго») на период 2017 ÷ 2020 годы установлены целевые показатели, достижение которых должно быть обеспечено в ходе реализации Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности, которые отраженные в п.8.1-8.4.

\*Целевые показатели программы отраженные в п.8.2 строка 3 таблицы 8.2.1 приняты АО «Юграэнерго» самостоятельно, как компанией имеющей своей стратегией повышение уровня энергосбережения и эффективного энергетического использования оборудования.

## 8.1 Целевые показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспечено в ходе реализации программы в целом по предприятию как организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности по передаче электрической энергии.

Целевые показатели программы в целом по предприятию как организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности, по передаче электрической энергии представлены в таблице 8.1.1.

Таблица 8.1.1 Целевые показатели программы как организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности, по передаче электрической энергии

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **N п/п** | **Наименование показателя** | **Ед. изм** | **Плановые значения целевых показателей по годам** | | | |
| **2017 г.** | **2018 г.** | **2019 г.** | **2020 г.** |
| 1. | Удельный расход энергетических ресурсов на хозяйственные нужды: |  |  |  |  |  |
| 1.1. | Удельный расход электрической энергии на 1 м2 площади помещений | кВтч | 59,5 | 59,42 | 59,03 | 58,64 |
| 1.2. | Удельный расход тепловой энергии на 1 м3 объема помещений | кВтч | - | - | - | - |
| 1.3. | Удельный расход воды на 1 м2 площади помещений | кВтч | 0,276 | 0,273 | 0,27 | 0,268 |
| 2 | Уровень технологического расхода электрической энергии в сетях (потери): | % | 11,65 | 11,14 | 11,1 | 11,06 |
| 3 | Уровень оснащения осветительными устройствами с использованием светодиодов от общего объема используемых осветительных устройств | % | 10,00 | 30,00 | 50,00 | 75,00 |

## 8.2 Целевые показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспечено в ходе реализации программы предприятия как организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения

Целевые показатели программы предприятия как организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности, в сфере теплоснабжения представлены в таблице 8.2.1.

Таблица 8.2.1 Целевые показатели программы как организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Наименование организации, место фактического осуществления деятельности | Вид топлива | Плановые значения целевых показателей по годам | | | | |
| 2017 | | 2018 | 2019 | 2020 |
| 1 | АО «Югорская Генерирующая Компания» (АО «Юграэнерго»), сп. Согом |  | 1.КПД энергетического оборудования, % | | | | |
| дрова | 75 | | 75 | 75 | 75 |
| диз топл | 75 | | 75 | 75 | 75 |
|  | | | | | | | |
| 2 | АО «Югорская Генерирующая Компания» (АО «Юграэнерго»), сп. Согом |  | | 2. Удельный расход условного топлива, кг у.т. на 1 Гкал. | | | |
| дрова | | 190,31 | 190,31 | 190,31 | 190,31 |
| диз топл | | 49,94 | 49,94 | 49,94 | 49,94 |
|  | | | | | | | |
| 3\* | АО «Юграэнерго» \*, сп. Согом |  | | 3. Технологические потери тепловой энергии в сети, % | | | |
| дрова | | 12,10 | 12,00 | 11,95 | 11,90 |
| диз топл | | 12,10 | 12,00 | 11,95 | 11,90 |

## 8.3 Показатели энергетической эффективности объектов, создание или модернизация которых планируется производственными или инвестиционными программами регулируемых организаций по передаче электрической энергии

Целевые показатели для объектов, создание или модернизация которых планируется производственными или инвестиционными программами представлены в таблице 8.3.1.

Таблица 8.3.1 Целевые показатели для объектов, создание или модернизация которых планируется производственными или инвестиционными программами

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1. | Удельный (на 1 м3 отапливаемого объема) расход тепловой энергии на отопление новых зданий, строений, сооружений, вводимых в эксплуатацию в соответствии с утвержденной инвестиционной программой регулируемой организации с 1 января 2012 года, не должен превышать следующего нормируемого значения удельного расхода тепловой энергии на отопление зданий, указанного в таблице: | | | | | | |
| Наименование показателя | Этажность зданий | | | |  |  |
| 1 | 2 | 3 | 4 и выше |  |  |
| Удельный расход тепловой энергии на отопление зданий, кДж/(м3-°C-сут.) | 30,5 | 29 | 28 | 23 |  |  |
| 2. | Класс точности средств измерений, устанавливаемых в зданиях, строениях, сооружениях, строительство или модернизация которых планируется утвержденной инвестиционной программой, для учета электрической энергии (мощности) должен составлять не менее 0,5. | | | | | | |
| 3. | Предельные относительные технологические потери электроэнергии по ступеням напряжения электрических сетей данного уровня напряжения по отношению к отпуску электроэнергии в сеть должны быть не более: 35кВ - 8%; 6 - 10кВ - 8 - 10%; 0,4кВ - 10 - 14%. | | | | | | |

## 8.4 Фактическая величина годовой экономии ТЭР, абсолютные значения, по годам периода действия программы для достижения целевых показателей (из п.п. 8.1-8.3)

Фактическая величина годовой экономии ТЭР, абсолютные значения, по годам периода действия программы представлена таблице 8.4.1

Таблица 8.4.1 Фактическая величина годовой экономии ТЭР, абсолютные значения, по годам периода действия программы, для достижения целевых показателей

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №  пп | Показатели | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | Всего, сумма |
| 1 | Показатели сокращения потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, кВтч | 48 456,00 | 193 383,62 | 8 296,84 | 14 799,91 | **264 936,37** |
| 2 | Показатели сокращения расхода электрической энергии на СН при её выработке, кВтч | 29 354,00 | 48 645,00 | 19 344,65 | 4 523,13 | **101 866,78** |
| 3 | Показатели сокращения расхода технологических потерь тепловой энергии в сети, Гкал. | 2,72 | 0,96 | 0,48 | 0,48 | **4,63** |

Порядок и результаты расчетов значений целевых показателей снижения потребления электрической энергии при ее передаче, в разрезе каждого года действия Программы и фактические значения снижения потребления электрической энергии, запланированные Программой, приведены в таблицах 8.4.2 – 8.4.6

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблица 8.4.2 Порядок расчета значений целевых показателей снижения расхода электрической энергии (РЭЭ, фактические потери электроэнергии) при ее передачи по электрическим сетям. | | | | | | | | | |
| 2016г.- базовый период (показатель в году, предшествующем году начала реализации Программы) | | | Расчет целевых показателей снижения РЭЭ в 2017 году относительно базового (2016г) года, без учета сопоставимых условий | | | | Расчет целевых показателей снижения ТРЭЭ в 2017 году относительно базового (2016г) года, с учетом сопоставимых условий | | |
| Балансовый показатель, см. Баланс ээ за 2016 год, кВтч | Фактический процент РЭЭ в базовом году от отпуска ээ в сеть, % | Балансовый показатель, см. Баланс ээ за 2016 год, кВтч | Снижение фактического процента потерь ээ. в сетях по отношению к фактическому проценту потерь ээ в предшествующем году, % | Целевой показатель фактического процента потерь ээ.установленный РЕГУЛЯТОРОМ, % | Абсолютная величина целевого показателя фактического РЭЭ, кВтч. | Абсолютная величина снижения РЭЭ от базового периода, кВтч | Планируемый отпуск ээ. в сеть в 2017 году, кВтч. Балансовый показатель, см. Баланс ээ за 2017 год, кВтч | Абсолютная величина целевого показателя фактического РЭЭ (11,45%) в условиях увелич. отпуска ээ в сеть в 2017 году,тыс. кВтч. | Абсолютная величина снижения РЭЭ от базового периода, в условиях увелич. отпуска ээ в сеть в 2017 году, кВтч. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 38 312 471,00 | ст.3 \*100/ст.1 | 4 513 562,00 | ст.5-ст.2 | 11,65 | ст. 1 \* ст.5 / 100 | ст.3-ст.6 | 38 198 390,65 | ст.8\*ст.5/100 | ст.7\*ст.8/ст.1 |

Сокращения: ст.-столбец

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблица 8.4.3 Результаты расчетов значений целевых показателей снижения расхода электрической энергии (РЭЭ, фактические потери электроэнергии) в 2017 году при ее передачи, в разрезе каждого года действия Программы и фактические значения снижения потребления | | | | | | | | | |
| 2016г.- базовый период (показатель в году, предшествующем году начала реализации Программы) | | | Расчет целевых показателей снижения РЭЭ в 2017 году относительно базового (2016г) года, без учета сопоставимых условий | | | | Расчет целевых показателей снижения РЭЭ в 2017 году относительно базового (2016г) года, с учетом сопоставимых условий | | |
| Поступление (отпуск) эл.энергии в сеть , кВтч. | Фактический процент РЭЭ в базовом году от отпуска ээ в сеть, % | Абсолютная величина РЭЭ в базовом году, кВтч. | Снижение фактического процента РЭЭ в сетях по отношению к фактическому проценту РЭЭ в предшествующем году, % | Целевой показатель фактического процента РЭЭ, % | Абсолютная величина целевого показателя фактического РЭЭ, кВтч. | Абсолютная величина снижения РЭЭ от базового периода, тыс. кВтч | Планируемый отпуск ээ. в сеть в 2017 году, кВтч. (изменение состава оборудования не учитывается) | Абсолютная величина целевого показателя фактического РЭЭ (11,45%) в условиях увелич (сниж). отпуска ээ в сеть в 2017 году, кВтч. | Абсолютная величина снижения РЭЭ от базового периода, в условиях увелич. отпуска ээ в сеть в 2017 году, кВтч. |
| 38 312 471,0 | 11,78 | 4 513 562,00 | 0,13 | 11,65 | 4 463 019,75 | 50 542,25 | 38 198 390,65 | 4 449 028,15 | 48 456,00 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблица 8.4.4 Результаты расчетов значений целевых показателей снижения расхода электрической энергии (РЭЭ, фактические потери электроэнергии) в 2018 году при ее передачи, в разрезе каждого года действия Программы и фактические значения снижения потребления | | | | | | | | | |
| 2016г.- базовый период, приведенный к сопоставимым условиям 2017г (баланс 2017года) | | | Расчет целевых показателей снижения РЭЭ в **2018** году относительно базового (2016г) года, без учета сопоставимых условий | | | | Расчет целевых показателей снижения РЭЭ в 2018 году относительно базового (2016г) года, с учетом сопоставимых условий | | |
| Поступление (отпуск) эл.энергии в сеть , кВтч. | Фактический процент РЭЭ в базовом году от отпуска ээ в сеть, % | Абсолютная величина РЭЭ в базовом году, кВтч. | Снижение фактического процента РЭЭ в сетях по отношению к фактическому проценту ТРЭЭ в предшествующем году, % | Целевой показатель фактического процента РЭЭ, % | Абсолютная величина целевого показателя фактического РЭЭ, кВтч. | Абсолютная величина снижения РЭЭ от базового периода, кВтч | Планируемый отпуск ээ. в сеть в 2018 году, кВтч. (изменение состава оборудования не учитывается) | Абсолютная величина целевого показателя фактического РЭЭ (11,14%) в условиях увелич. отпуска ээ в сеть в 2018 году,. кВтч. | Абсолютная величина снижения РЭЭ от базового периода, в условиях увелич. отпуска ээ в сеть в 2018 году,. кВтч. |
| 38198390,65 | 11,65 | 4449028,148 | 0,51 | 11,14 | 4255300,72 | 193727,43 | 38130600,00 | 4244500,02 | 193 383,62 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблица 8.4.5 Результаты расчетов значений целевых показателей снижения расхода электрической энергии (РЭЭ, фактические потери электроэнергии) в 2019 году при ее передачи, в разрезе каждого года действия Программы и фактические значения снижения потребления | | | | | | | | | |
| 2016г.- базовый период, приведенный к сопоставимым условиям 2018г (баланс 2018года) | | | Расчет целевых показателей снижения РЭЭ в 2019 году относительно базового (2016г) года, без учета сопоставимых условий | | | | Расчет целевых показателей снижения РЭЭ в 2019 году относительно базового (2016г) года, с учетом сопоставимых условий | | |
| Поступление (отпуск) эл.энергии в сеть , кВтч. | Фактический процент РЭЭ в базовом году от отпуска ээ в сеть, % | Абсолютная величина РЭЭ в базовом году, кВтч. | Снижение фактического процента РЭЭ в сетях по отношению к фактическому проценту ТРЭЭ в предшествующем году, % | Целевой показатель фактического процента РЭЭ, % | Абсолютная величина целевого показателя фактического РЭЭ, кВтч. | Абсолютная величина снижения РЭЭ от базового периода, кВтч | Планируемый отпуск ээ. в сеть в 2019 году, кВтч. (изменение состава оборудования не учитывается) | Абсолютная величина целевого показателя фактического РЭЭ (11,10%) в условиях увелич. отпуска ээ в сеть в 2019 году,. кВтч. | Абсолютная величина снижения РЭЭ от базового периода, в условиях увелич. отпуска ээ в сеть в 2019 году,. кВтч. |
| 38130600,00 | 11,14 | 4244500,02 | 0,03 | 11,11 | 4236309,66 | 8190,36 | 38626297,80 | 4286678,52 | 8296,84 |
| Таблица 8.4.6 Результаты расчетов значений целевых показателей снижения расхода электрической энергии (РЭЭ, фактические потери электроэнергии) в 2020 году при ее передачи, в разрезе каждого года действия Программы и фактические значения снижения потребления | | | | | | | | | |
| 2016г.- базовый период, приведенный к сопоставимым условиям 2019г (баланс 2019года) | | | Расчет целевых показателей снижения РЭЭ в 2020 году относительно базового (2016г) года, без учета сопоставимых условий | | | | Расчет целевых показателей снижения РЭЭ в 2020 году относительно базового (2016г) года, с учетом сопоставимых условий | | |
| Поступление (отпуск) эл.энергии в сеть , кВтч. | Фактический процент РЭЭ в базовом году от отпуска ээ в сеть, % | Абсолютная величина РЭЭ в базовом году, кВтч. | Снижение фактического процента РЭЭ в сетях по отношению к фактическому проценту ТРЭЭ в предшествующем году, % | Целевой показатель фактического процента РЭЭ, % | Абсолютная величина целевого показателя фактического РЭЭ, кВтч. | Абсолютная величина снижения РЭЭ от базового периода, кВтч | Планируемый отпуск ээ. в сеть в 2020 году, кВтч. (изменение состава оборудования не учитывается) | Абсолютная величина целевого показателя фактического РЭЭ (11,06%) в условиях увелич. отпуска ээ в сеть в 2020 году,. кВтч. | Абсолютная величина снижения РЭЭ от базового периода, в условиях увелич. отпуска ээ в сеть в 2020 году,. кВтч. |
| 38626297,80 | 11,11 | 4286678,52 | 0,05 | 11,06 | 4272068,54 | 14609,99 | 39128439,67 | 4329005,34 | 14799,91 |

# Распределение целевых показателей программы по направлениям деятельности организации в разрезе каждого года, их целевые и фактические значения

## 9.1 Распределение целевых и фактических показателей программы по направлению деятельности организации – деятельность по передаче электрической энергии, вид потребляемого энергетического ресурса - электрическая энергия (потери электрической энергии)

Распределение целевых показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспечено в ходе реализации Программы, по снижению потребления электрической энергии при ее передаче в разрезе каждого года, расчетные целевые абсолютные величины (п.п. 8.4) и абсолютные значения, включенные в Программу, представлены в таблице 9.1.1

Таблица 9.1.1 Расчетные абсолютные показатели снижения расхода электрической энергии (РЭЭ) при ее передачи, в разрезе каждого года действия Программы для достижения целевых показателей и фактические значения снижения потребления электрической энергии, запланированные мероприятиями Программы.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Наименование показателя** | **2017 г.** | **2018 г.** | **2019 г.** | **2020 г.** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** |
| 1 | Расчетные целевые абсолютные величины (п.п. 8.4),кВт\*ч | 48 456,00 | 193 383,62 | 8 296,84 | 14 799,91 |
| 2 | Абсолютные значения, включенные в Программу (рассчитанные на основании предлагаемых мероприятий), .кВт\*ч | 101 224,29 | 210 517,46 | 71 517,47 | 36 320,74 |
| **Анализ выполнения целевых показателей установленных РСТ ХМАО-Югры** | | Выполнено | Выполнено | Выполнено | Выполнено |

## 9.2 Распределение целевых и фактических показателей программы по направлению деятельности организации – деятельность по передаче тепловой энергии, вид потребляемого энергетического ресурса - ТЕПЛОВАЯ энергия (потери ТЕПЛОВОЙ энергии)

Распределение целевых показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспечено в ходе реализации Программы, по снижению потребления тепловой энергии в разрезе каждого года, расчетные целевые абсолютные величины (п.п. 8.4) и абсолютные значения, включенные в Программу**,** представлены в таблице 9.2.1.

Таблица 9.2.1 Расчетные абсолютные показатели снижения расхода тепловой энергии, в разрезе каждого года действия Программы для достижения целевых показателей и фактические значения снижения потребления тепловой энергии, запланированные мероприятиями Программ.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Наименование показателя** | **2017 г.** | **2018 г.** | **2019 г.** | **2020 г.** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** |
| 1 | Сокращения расхода тепловой энергии, Гкал | 2,72 | 0,96 | 0,48 | 0,48 |
| 2 | Абсолютные значения, включенные в Программу (рассчитанные на основании предлагаемых мероприятий), Гкал | 7,530 | 8,267 | 15,496 | 5,163 |
| **Анализ выполнения целевых показателей установленных РСТ ХМАО-Югры** | | Выполнено | Выполнено | Выполнено | Выполнено |

Целевые показатели, установленные РСТ ХМАО-Югры и отраженные в таблице 9.2.2, зависящие от режимных условий эксплуатации оборудования в целом выполняются.

Таблица 9.2.2 Целевые показатели, установленные Регулятором зависящие от режимных условий эксплуатации оборудования

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Наименование организации, место фактического осуществления деятельности | Вид топлива | Плановые значения целевых показателей по годам | | | | |
| 2017г. | | 2018г. | 2019г. | 2020г. |
| 1 | АО «Югорская Генерирующая Компания» (АО «Юграэнерго»), сп. Согом |  | 1.КПД энергетического оборудования, % | | | | |
| дрова | 75 | | 75 | 75 | 75 |
| диз топл | 75 | | 75 | 75 | 75 |
|  | | | | | | | |
| 2 | АО «Югорская Генерирующая Компания» (АО «Юграэнерго»), сп. Согом |  | | 2. Удельный расход условного топлива, кг у.т. на 1 Гкал. | | | |
| дрова | | 190,31 | 190,31 | 190,31 | 190,31 |
| диз топл | | 49,94 | 49,94 | 49,94 | 49,94 |
|  | | | | | | | |

## 9.3 Распределение целевых и фактических показателей программы по направлению деятельности организации – генерация электрической и тепловой энергии, вид потребляемого энергетического ресурса - дизельное топливо, электрическая, тепловая энергия.

Распределение целевых показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспечено в ходе реализации Программы, по снижению потребления электрической энергии при ее использовании на собственные нужды её генерации в разрезе каждого года, расчетные целевые абсолютные величины (п.п. 8.4) и абсолютные значения, включенные в Программу, представлены в таблице 9.3.1.

Таблица 9.3.1 Расчетные абсолютные показатели снижения расхода электрической энергии на собственные нужд её генерации, в разрезе каждого года действия Программы для достижения условных целевых показателей и фактические значения снижения потребления электрической энергии, запланированные мероприятиями Программой.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№п/п** | **Наименование показателя** | **2017 г.** | **2018 г.** | **2019 г.** | **2020 г.** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** |
| 1 | Сокращения расхода электрической энергии на собственные нужд, кВт\*ч | 29 354,00 | 48 645,00 | 19 344,65 | 4 523,13 |
| 2 | Абсолютные значения, включенные в Программу (рассчитанные на основании предлагаемых мероприятий), кВт\*ч | 30 394,35 | 49 868,04 | 19 844,47 | 4 684,14 |
| **Анализ выполнения целевых показателей установленных РСТ ХМАО-Югры** | | Выполнено | Выполнено | Выполнено | Выполнено |

# Сведения об увязке результатов реализации программы с вознаграждением сотрудников организации

Для более эффективного выполнения мероприятий программы энергосбережения рабочей комиссией АО «Юграэнерго» необходимо включить в основные принципы управления программой следующие пункты:

* разработка плана реализации программы энергосбережения;
* разработка и внедрение механизмов мотивации сотрудников к энергосберегающей деятельности;
* разработка и утверждение положения о вознаграждении сотрудников компании (или внесению в него изменений) с целью увязки получаемого вознаграждения с достижением показателей программы энергосбережения, включая фиксирование санкций за не достижение значений показателей.

# Перечень мероприятий, технологий, денежных средств, необходимых для реализации мероприятий

| **N п/п** | **Наименование мероприятия программы** | **Плановые численные значения экономии в обозначенной размеренности с разбивкой по годам действия программы** | | | | | **Затраты (план), млн. руб. (без НДС), с разбивкой по годам действия программы** | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **ед. изм.** | **Численное значение экономии в указанной размерности** | | | |  | | | |
| **2017** | **2018** | **2019** | **2020** | **2017** | **2018** | **2019** | **2020** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** |
| **ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ** | | | | | | | | | | |
| 1 | Проведение энергетического обследования | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | 6,000 | ------ | ------ | ------ |
| 2 | Разработка технической политики предприятия | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | 4,400 | ------ | ------ |
| 3 | Разработка и реализация (совместно с потребителями) программы повышения коэффициента мощности в электрических сетях, с установкой устройств компенсации реактивной мощности в РУ у потребителей; | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ |
| 4 | Контроль за сроками поверки (замены) приборов учета вышедших за межповерочный интервал | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ |
| 5 | Проведение (не реже одного раза в год) тепловизионного обследования оборудования, участвующего в производстве, передаче и распределении электрической энергии, обеспечивающих собственные нужды ДЭС. | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ |
| 6 | Проведение (не реже одного раза в год) тепловизионного обследования ограждающих конструкций для контроля состояния тепловой защиты зданий и сооружений. | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ |
| 7 | Приобретение тепловизора для нужд эксплуатирующих служб с целью проведения работ п.7 и п.8 раздела "Организационные мероприятия" | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | 0,424 | ------ | ------ |
| 8 | Организация работы по снижению коммерческих потерь электрической энергии, проведение рейдов по выявлению несанкционированного подключения к электрическим сетям. | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ |
| 9 | Организация контроля за соблюдением потребителями величины максимально разрешенной к использованию мощности. Проверка отключающих устройств установленных в точках поставки электрической энергии у потребителя на предмет их соответствия значениям мощности, указанной в договорах на электроснабжения и актах разграничения, действующему нормативам РФ. | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ |
| 10 | Разработка и введение в действие системы поощрения сотрудников учреждения за действия, направленные на энергосбережение | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ |
| 11 | Повышение технических знаний в вопросах энергосбережения отдельных категорий сотрудников учреждений, обучение сотрудников. Инструктаж персонала по методам энергосбережения и повышения энергетической эффективности. | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ |
| 12 | Составление руководств и режимных карт эксплуатации, управления и обслуживания оборудования и систематическая их доработка с учетом условий эксплуатации. | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ |
| 13 | Установка средств наглядной агитации по энергосбережению на ДЭС | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ |
| 14 | Организация контроля за загрузкой трансформаторов и перемещение трансформаторов между перегруженными и недогруженными трансформаторными подстанциями (в границах участка ДЭС). | т.у.т | 1,620 | 5,954 | 6,252 | 6,564 | ------ | ------ | ------ | ------ |
| 15 | Организация контроля и проведение на постоянной основе работ по выравниванию фазной нагрузки в электрических сетях 0,4кВ. | т.у.т | 3,523 | 8,240 | 8,652 | 9,085 | ------ | ------ | ------ | ------ |
| 16 | Разработка и реализация графиков отключения трансформаторов на двухтрансформаторных подстанциях в период минимальных нагрузок | т.у.т | 1,210 | 6,124 | 6,430 | 6,752 | ------ | ------ | ------ | ------ |
| 17 | Разработка и реализация графиков перемещения ДЭУ между населенными пунктами | т.у.т | 132,783 | 139,422 | 146,393 | 153,713 | 0,529 | 0,265 | 0,132 | 0,066 |
| **ИТОГО ПО ОРГАНИЗАЦИОННЫМ МЕРОПРИЯТИЯМ** | | т.у.т | 139,136 | 159,740 | 167,727 | 176,113 | 6,529 | 5,088 | 0,132 | 0,066 |
| **МЕРОПРИЯТИЯ НАПРАВЛЕННЫЕ НА АВТОМАТИЗАЦИЮ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ И ОБЕСПЕЧЕНИЮ УЧЕТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ** | | | | | | | | | | |
| 1 | Внедрение систем мониторинга и автоматизации управления и производства электроэнергии на ДЭС Саранпауль, ДЭС Сосьва, ДЭС Няксимволь, ДЭС Шугур, ДЭС Урманный, ДЭС Кедровый, ДЭС Кирпичный, ДЭС Согом, ДЭС Елизарово. | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | 0,607 | 0,202 | 0,202 | ------ |
| *Установка приборов учета электрической энергии* | | | | | | | | | | |
| 1 | Внедрение и развитие АИИС УЭ Березовский район: д. Анеева, д. Кимкьясуй, с. Ломбовож, с. Саранпауль, д. Сартынья Белоярский район : с. Ванзеват, д. Нумто, д. Пашторы, с. Тугияны,  Ханты-Мансийский район : п. Кирпичный, п. Кедровый, п. Урманный, с. Елизарово | т.у.т | 9,711 | 63,049 | 74,422 | 74,422 | 2,551 | 8,127 | 2,203 | ------ |
| *Установка приборов учета дизельного топлива на ДЭС* | | | | | | | | | | |
| 1 | Установка приборов учета дизельного топлива на топливные магистрали к ДГА | ------ | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,183 | 0,442 | 0,259 | 0,000 |
| 2 | Установка учета дизельного топлива на резервуары ДЭС для приемки ДТ | ------ | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 2,550 | 1,710 | 0,000 | 0,000 |
| 3 | Установка приборов учета на резервуары ДТ для учета общего потребления ДТ ДЭС | ------ | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,350 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| *Установка приборов учета тепловой энергии* | | | | | | | | | | |
| 1 | Установка приборов учета тепловой энергии у потребителей п. Согом |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **ИТОГО ПО МЕРОПРИЯТИЯМ НАПРАВЛЕННЫМ НА АВТОМАТИЗАЦИЮ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ И УЧЕТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ** | | т.у.т | 9,711 | 63,049 | 74,422 | 74,422 | 6,241 | 11,268 | 2,664 | 0,000 |
| **МЕРОПРИЯТИЯ НАПРАВЛЕННЫЕ ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ** | | | | | | | | | | |
| **Снижение расхода электрической энергии, потребляемой на собственные нужды ДЭС** | | | | | | | | | | |
| Оснащение осветительными устройствами с использованием светодиодов | | | | | | | | | | |
| 1 | Внутреннее освещение | т.у.т | 0,351 | 2,152 | 3,228 | 3,602 | 0,011 | 0,056 | 0,033 | 0,012 |
| 2 | Наружное освещение | т.у.т | 0,551 | 2,067 | 3,583 | 4,823 | 0,007 | 0,019 | 0,019 | 0,015 |
| Автоматизация управления освещением | | | | | | | | | | |
| 1 | Установка автоматизированных систем управления электрическим освещением | т.у.т | ------ | 0,779 | 1,509 | 1,509 | ------ | 0,012 | 0,010 | ------ |
| **Использование вторичного тепла** | | | | | | | | | | |
| 1 | Установка утилизаторов тепловой энергии для обеспечения собственных нужд отопления ДЭС Кимкъясуй | т.у.т |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 | Установка утилизаторов тепловой энергии для обеспечения собственных нужд отопления ДЭС Карым | т.у.т | ------ | 1,225 | 2,450 | 2,450 | ------ | 0,250 | ------ | ------ |
| **Оптимизация обогрева ДГА** | | | | | | | | | | |
| 1 | Установка электроподогревателей в картер ДВС ДЭС п. Саранпауль (1,2,3 ДГА) | т.у.т | 3,879 | 7,758 | 7,758 | 7,758 | 0,230 | ------ | ------ | ------ |
| 2 | Установка электроподогревателей в картер ДВС ДЭС п.Сосьва (1,2 ДГА) | т.у.т | 2,069 | 4,138 | 4,138 | 4,138 | 0,092 | ------ | ------ | ------ |
| 1 | Установка электроподогревателей в картер ДВС ДЭС п.Кедровый (1,2,3 ДГА) | т.у.т | 3,620 | 7,241 | 7,241 | 7,241 | 0,138 | ------ | ------ | ------ |
| **Снижение потерь электрической энергии** | | | | | | | | | | |
| Реконструкция электрических сетей | | | | | | | | | | |
| 1 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ в д. Анеева, с подвеской на существующих опорах СИП-2 3х70+1х70+1х16, взамен голого провода (1,6 км) | т.у.т | ------ | ------ | 7,523 | 7,523 | ------ | ------ | 0,448 | 0,267 |
| 2 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ в с. Саранпауль, с подвеской на существующих опорах СИП-2 3х70+1х70+1х16, взамен голого провода (10 км) | т.у.т | ------ | ------ | 4,726 | 15,109 | ------ | ------ | 1,019 | 2,378 |
| 3 | Реконструкция ВЛ-0,4 кВ в д. Тугияны, с подвеской на существующих опорах СИП-2 3х70+1х70+1х16, взамен голого провода (1,5 км) | т.у.т | ------ | ------ | ------ | 1,063 | ------ | ------ | ------ | 0,654 |
| 4 | Реконструкция кабельных линий 0,4кВ в п. Кедровый от РУ-0,4 кВ ДЭС до ТП-0,4/6 кВ № 18-5027 (0,2 км) | т.у.т | 11,750 | 11,750 | 11,750 | 11,750 | 0,700 | ------ | ------ | ------ |
| 5 | Реконструкция кабльных линий в п. Кедровый от РУ-0,4 кВ ДЭС до ТП-0,4/6 кВ № 18-5027 (0,15 км) | т.у.т | 6,113 | 6,113 | 6,113 | 6,113 | 0,500 | ------ | ------ | ------ |
| Замена, установка трансформаторов, оптимизация загрузки трансформаторов | | | | | | | | | | |
| 1 | Замена в ТП-№5 трансформатора ТМ-250 кВА на ТМГ-100 кВА с. Саранпауль | т.у.т | ------ | 1,090 | 1,090 | 1,090 | ------ | 0,170 | ------ | ------ |
| 2 | Замена в ТП-№6 трансформатора ТМ-250 кВА на ТМГ-100 кВА с. Саранпауль | т.у.т | ------ | 1,040 | 1,040 | 1,040 | ------ | 0,170 | ------ | ------ |
| 3 | Замена в ТП-№17 трансформатора ТМ-250 кВА на ТМГ-100 кВА с. Саранпауль | т.у.т | ------ | 1,112 | 1,112 | 1,112 | ------ | 0,170 | ------ | ------ |
| 4 | Замена в ТП-№20 трансформатора ТМ-250 кВА на ТМГ-100 кВА с. Саранпауль | т.у.т | ------ | 0,812 | 0,812 | 0,812 | ------ | 0,170 | ------ | ------ |
| 5 | Перенос трансформатора 250кВА из ТП-18 в ТП-15 (трансформатор 630кВ из ТП-18 переносится в ТП-15) с. Саранпауль, с выводом тр-ров 630кВА в холодный резерв | т.у.т | 0,506 | 1,012 | 1,012 | 1,012 | ------ | ------ | ------ | ------ |
| 6 | Перенос трансформатора 400кВА из ТП-1005 в ТП-1004, трансформатора 250кВА из ТП-1005 в ТП-1004 п. Шугур | т.у.т | 0,440 | 1,100 | 1,100 | 1,100 | ------ | ------ | ------ | ------ |
| **Сокращение потерь тепловой энергии** | | | | | | | | | | |
| 1 | Замена участков тепловой сети с изоляцией из стекловаты на изоляцию из ППУ п. Согом | т.у.т | ------ | 0,296 | 1,482 | 2,117 | ------ | 0,167 | 0,389 | ------ |
| 2 | Проведение наладки тепловых сетей п. Согом | т.у.т | ------ | 0,721 | 1,441 | 1,441 | ------ | 0,150 | ------ | ------ |
| 3 | Изменение схемы тепловой сети резервной котельной МиниТЭЦ п. Согом | т.у.т | 0,926 | 0,926 | 0,926 | 0,926 | 0,130 | ------ | ------ | ------ |
| **Развитие когенерации** | | | | | | | | | | |
| 1 | Установка утилизаторов тепловой энергии д.Корлики | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | ------ | 15,550 | 14,130 |
| **Оптимизация загрузки ДЭУ в период минимальных нагрузок** | | | | | | | | | | |
| 1 | Приобретение ДЭУ мощностью 320 кВт для пос.Урманный оптимизации загрузки ДЭС в период минимальных нагрузок | т.у.т | 21,844 | 72,815 | 72,815 | 72,815 | 2,538 | ------ | ------ | ------ |
| **Развитие НВИЭ** | | | | | | | | | | |
| 1 | Строительство солнечной электростанции д.Никулкина (уст.мощн 10кВт) | т.у.т | ------ | ------ | 8,476 | 8,476 | ------ | 1,370 | 1,370 | ------ |
| **ИТОГО ПО МЕРОПРИЯТИЯМ НАПРАВЛЕННЫМ НА ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ** | | т.у.т | 52,050 | 126,436 | 155,903 | 169,598 | 4,346 | 3,053 | 18,839 | 17,456 |
| **ИТОГО ПО МЕРОПРИЯТИЯМ НАРАСТАЮЩИМ ИТОГОМ** | | т.у.т | 200,896 | 349,225 | 398,053 | 420,134 | 17,116 | 19,409 | 21,635 | 17,522 |
| **ИТОГО ПО МЕРОПРИЯТИЯМ ПО ГОДАМ** | | т.у.т | 200,896 | 148,329 | 48,827 | 22,081 |  | | | |

\* Внесение в мероприятия программы таких затратных организационных мероприятий как:

- «Разработка технической политики»;

- «Приобретение тепловизора»,

обусловлено как экономической, так и технической целесообразностью.

Обоснование включения мероприятий в Программу:

- «Разработка технической политики».

Техническая политика предприятия — это часть производственной стратегии, генеральная линия производственного обеспечения, система стратегических мер, проводимая руководством предприятия в области технического оснащения производственного процесса в соответствии с целями предприятия, направленная на достижение целей в области обеспечения конкурентоспособности и качества выпускаемой продукции, ресурсосбережения, технического и технологического развития производства и предприятия в целом за счёт применения современных методов производства, оптимальной системы машин и механизмов, рациональной организации работ технического и технологического персонала, внедрения инноваций и обновления основных фондов

Таким образом, разработка и внедрение Технической политики предприятия определяет мобилизацию внутренних возможностей эффективно использовать все имеющиеся в распоряжении предприятия ресурсы, является одним из важнейших факторов его развития, так как главным образом направлена на достижение стратегических целей в области обеспечения конкурентоспособности выпускаемых товаров, технологий, производства и других объектов.

Стоимость мероприятия определена на основании анализа данных информационно-аналитической и торгово-операционной системы B2B-Center, по запросам предложений по аналогичной теме.

Запросы-предложения по аналогичной теме:

1. Сведения о заказчике - ОАО «Ленэнерго», 196247, г. Санкт-Петербург, пл. Конституции, д.1.

Предмет запроса предложений № 18211 - Разработка "Положения о технической политике ОАО "Ленэнерго".

Лимитная (начальная) цена закупки: 9 440 000,00 (с НДС)

2. Сведения о заказчике - Публичное акционерное общество "Московская объединенная электросетевая компания" (115114, г. Москва, 2-ой Павелецкий проезд, д. 3, строение 2).

Предмет запроса предложений № 182148- Название товара (услуги): Право заключения договора на оказание услуг по разработке проекта «Положения о технической политике ОАО «МОЭСК» для нужд ОАО «МОЭСК».

Общая стоимость контракта: 3 540 000,00 руб. (цена с НДС)

3. Сведения о заказчике - Публичное акционерное общество "РАО Энергетические системы Востока" (680021, Хабаровский край, г.Хабаровск, ул. Ленинградская, д.46)

Предмет запроса предложений № 373704 - Название товара (услуги): Право заключения договора на оказание услуг по разработке Положения о системе реализации Технической политики для нужд ОАО "РАО Энергетические системы Востока"

Общая стоимость контракта: 2 200 000,00 руб. (цена без НДС, )

Итого средняя цена – (9 440 000+ 3 540 000 +2 596 000)/3 = 5192000 рублей с НДС.

- «Приобретение тепловизора».

Тепловизор (инфракрасная камера) - это устройство для съемки изображений в инфракрасном диапазоне волн. Тепловизор это оптико-электронная система, предназначенная для получения видимого изображения объектов, испускающих невидимое тепловое (инфракрасное) излучение.

Применение тепловизоров обусловлено необходимостью поиска горячих (иногда - холодных) мест на температурном поле, наличие которых говорит о нарушении нормального режима эксплуатации объекта или оборудования, опасных дефектах, потерях энергии и т.д. Хороший тепловизор не только позволяет локализовать эти "горячие точки", но и измерить их температуру.

Стоимость мероприятия определена на основании рыночной стоимости тепловизора.

12. Механизм мониторинга и контроля за исполнением ключевых показателей результативности и исполнением целевых показателей программы

Приказом АО «Юграэнерго» создана рабочая комиссия, которая является органом координации, управления и контроля выполнения программы в области энергосбережения и повышения энергоэффективности.

Данная комиссия, в том числе формирует:

- отчеты о фактическом исполнении установленных Региональной службой по тарифам Ханты – Мансийского автономного округа – Югры требований к программам, установленные Приказом РСТ Ханты-Мансийского автономного округа - Югры от 22 марта 2017 г. N 23 «Об установлении требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, на 2018 – 2020 годы» (далее Приказ РСТ от 22 марта 2017 г. N 23);

- отчеты мониторинга исполнения ключевых показателей результативности и исполнения целевых показателей программы, установленные Приказом Минэнерго России от 30.06.2014 г. № 398 "Об утверждении требований к форме программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций с участием государства и муниципального образования, организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, и отчетности о ходе их реализации" (далее Приказ Минэнерго России от 30.06.2014 г. № 398).

Формы отчета и порядок формирования отчетов представлен в п. 12.1 и 12.2

12.1 ФОРМЫ ОТЧЕТНОСТИ И ПОРЯДОК ФОРМИРОВАНИЯ ОТЧЕТНОСТИ В СООТВЕТСТВИИ С ПРИКАЗОМ РСТ от 22 МАРТА 2017 г. N 23

Отчетность формируется нарастающим итогом с начала действия программы и в разрезе отчетного периода.

Отчетность формируется по состоянию на 1 января года, следующего за отчетным годом.

Форма отчета о фактическом исполнении установленных требований к программе в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности регулируемых организаций в сфере электроэнергетики представлена в таблицах 12.1.1 и 12.1.2.

Таблица 12.1.1. Титульный лист

|  |  |
| --- | --- |
| Субъект РФ | Ханты-Мансийский автономный округ |
|  | Отчётный период |
| Период |  |
|  |  |
| Дата начала программы |  |
| Дата окончания программы |  |
|  |  |
| Организация |  |
| ИНН |  |
| КПП |  |
|  |  |
| Вид деятельности |  |
|  |  |
| Муниципальный район |  |
| ОКТМО |  |
|  | Адрес организации |
| Юридический адрес |  |
| Почтовый адрес |  |
|  | Руководитель |
| Фамилия, имя, отчество |  |
| Должность |  |
| (код) номер телефона |  |
|  | Должностное лицо, ответственное за составление формы |
| Фамилия, имя, отчество |  |
| Должность |  |
| (код) номер телефона |  |
| e-mail |  |

Таблица 12.1.2.. Отчет о фактическом исполнении установленных требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере электроэнергетики

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| N п/п | Наименование показателей | Единица измерения | Факт | Факт | План | Факт | Отклонение факта от плана (n) |
| (n - 2) | (n - 1) | (n) | (n) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1. | Удельный расход энергетических ресурсов на хозяйственные нужды, в том числе: |  |  |  |  |  |  |
| 1.1. | Удельный расход электрической энергии на 1 м2 площади помещений | кВтч |  |  |  |  |  |
| 1.2. | Удельный расход тепловой энергии на 1 м3 объема помещений | кВтч |  |  |  |  |  |
| 1.3. | Удельный расход воды на 1 м2 площади помещений | кВтч |  |  |  |  |  |
| 2. | Уровень технологического расхода электрической энергии в сетях (потери) | % |  |  |  |  |  |
| 3. | Уровень оснащения осветительными устройствами с использованием светодиодов от общего объема используемых осветительных устройств | % |  |  |  |  |  |

Где n - отчетный год.

Руководитель организации \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(должность, подпись, Ф.И.О.)

«\_\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_20\_\_г.

м.п.

Ответственный исполнитель: Ф.И.О., тел.

[Форм](consultantplus://offline/ref=D71C165BFED59AFB980A36CA70A4255D3F433116CAD672F5822E0632C162502C77428B04AA95DF3A893B10AEw923I)а отчета о фактическом исполнении установленных требований к программе в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности регулируемых организаций в сфере теплоснабжения представлена в таблицах 12.1.3 и 12.1.4.

Таблица 12.1.3. Титульный лист

|  |  |
| --- | --- |
| Субъект РФ | Ханты-Мансийский автономный округ |
|  | Отчётный период |
| Период |  |
|  |  |
| Дата начала программы |  |
| Дата окончания программы |  |
|  |  |
| Организация |  |
| ИНН |  |
| КПП |  |
|  |  |
| Вид деятельности |  |
|  |  |
| Муниципальный район |  |
| ОКТМО |  |
|  | Адрес организации |
| Юридический адрес |  |
| Почтовый адрес |  |
|  | Руководитель |
| Фамилия, имя, отчество |  |
| Должность |  |
| (код) номер телефона |  |
|  | Должностное лицо, ответственное за составление формы |
| Фамилия, имя, отчество |  |
| Должность |  |
| (код) номер телефона |  |
| e-mail |  |

Таблица 12.1.4. Отчет о фактическом исполнении установленных требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Наименование показателей | Единица измерения | Факт  (n – 2 ) | Факт  (n – 1 ) | План (n) | Факт (n) | Отклонение факта от плана (n) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1. | КПД энергетического оборудования | % |  |  |  |  |  |
| *1.1.* | *Газ* |  |  |  |  |  |  |
| *1.2.* | *Нефть* |  |  |  |  |  |  |
| *1.3.* | *Другой вид* |  |  |  |  |  |  |
| 2. | Удельный расход условного топлива на 1 Гкал | кг у.т. / Гкал |  |  |  |  |  |
| *2.1.* | *Газ* |  |  |  |  |  |  |
| *2.2.* | *Нефть* |  |  |  |  |  |  |
| *2.3.* | *Другой вид* |  |  |  |  |  |  |
| 3. | Расход на собственные нужды теплоисточника | % |  |  |  |  |  |
| *3.1.* | *Газ* |  |  |  |  |  |  |
| *3.2.* | *Нефть* |  |  |  |  |  |  |
| *3.3.* | *Другой вид* |  |  |  |  |  |  |
| 4. | Удельный расход электрической энергии на выработку и передачу 1 Гкал тепловой энергии | кВтч/ Гкал |  |  |  |  |  |
| 5. | Удельный расход воды на выработку и передачу 1 Гкал тепловой энергии | м3/Гкал |  |  |  |  |  |
| 6. | Технологические потери тепловой энергии в сети | % |  |  |  |  |  |
| 7. | Доля использования осветительных устройств с использованием светодиодов в общем объеме используемых осветительных устройств | % |  |  |  |  |  |

Где n – отчетный год

Руководитель организации \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(должность, подпись, Ф.И.О.)

«\_\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_20\_\_г.

м.п.

ответственный исполнитель: Ф.И.О., тел.

12.2 ФОРМЫ ОТЧЕТНОСТИ И ПОРЯДОК ФОРМИРОВАНИЯ ОТЧЕТНОСТИ В СООТВЕТСТВИИ С ПРИКАЗОМ МИНЭНЕРГО РОССИИ ОТ 30.06.2014 г. № 398

В соответствии с Приказом Минэнерго России от 30.06.2014 г. № 398 "Об утверждении требований к форме программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций с участием государства и муниципального образования, организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, и отчетности о ходе их реализации" необходимо осуществлять мониторинг исполнения ключевых показателей результативности и исполнением целевых показателей программы, а также составлять отчеты о ходе выполнения программных мероприятий.

Отчетность формируется нарастающим итогом с начала действия программы и в разрезе отчетного периода.

Отчетность формируется по состоянию на 1 января года, следующего за отчетным годом.

Результатом реализации механизма мониторинга является отчет о реализации программы, состоящий из пояснительной записки, а также прилагаемых к ней сведений о мониторинге реализации программы за отчетный период по форме согласно приложению № 4 к Требованиям (таблица 12.2.1), сведений о достижении целевых показателей программы за отчетный период по форме согласно приложению № 5 к Требованиям (таблица 12.2.2) и сведений о реализации мероприятий, основной целью которых является энергосбережение и (или) повышение энергетической эффективности, по форме согласно приложению № 6 к Требованиям (таблица 12.2.3).

Пояснительная записка к отчету о реализации программы включает следующие сведения:

* об изменении информации об организации;
* о достигнутых результатах в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в отчетном году и накопительным итогом за все годы реализации программы;
* об экономических показателях реализации программы, в том числе фактических и плановых затратах на реализацию программы, сведениях о фактических источниках финансирования программы;
* об изменении потерь энергетических ресурсов при их передаче или снижении потребления энергетических ресурсов в отчетном году и за все годы реализации программы для целей осуществления регулируемого вида деятельности в натуральном выражении и денежном выражении;
* об изменении расхода энергетических ресурсов на хозяйственные нужды в отчетном году и за все годы реализации программы в натуральном и денежном выражении;
* об изменении расхода моторного топлива автотранспортом и спецтехникой в натуральном и денежном выражении в отчетном году и за все годы реализации программы;
* о фактических и плановых значениях целевых показателей программы;
* об увязке результатов реализации программы с вознаграждением сотрудников, в том числе через механизм ключевых показателей результативности для менеджеров и структурных подразделений по каждому направлению деятельности организации в разрезе каждого года, их целевые и фактические значения;
* о реализации наиболее крупных мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, затратах на их реализацию и полученных результатах;
* иные сведения.

Таблица 12.2.1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | (должность) |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | (Ф.И.О.) |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | " " \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_ г. | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| СВОДНАЯ ФОРМА МОНИТОРИНГА | | | | | | | | | | | | |
| РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ | | | | | | | | | | | | |
| ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ | | | | | | | | | | | | |
| АО «Юграэнерго» | | | | | | | | | | | | |
| ЗА 20\_\_ г. | | | | | | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Наименование программы | | | |  | | | | | | | | |
| Почтовый адрес | | | |  | | | | | | | | |
| Ответственный за формирование программы (Ф.И.О., контактный телефон, e-mail) | | | |  | | | | | | | | |
| Даты начала и окончания действия программы | | | |  | | | | | | | | |
| Период |  | Затраты, млн. руб. без НДС | | Доля затрат в инвестиционной программе, направленной на реализацию целевых мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности | Топливно-энергетические ресурсы (ТЭР) | | | | | | | |
| При осуществлении регулируемого вида деятельности | | | | При осуществлении прочей деятельности, в т. ч. хозяйственные нужды | | | |
| всего | в т. ч. капитальные | Суммарные затраты ТЭР | | Экономия ТЭР в результате реализации программы | | Суммарные затраты ТЭР | | Экономия ТЭР в результате реализации программы | |
| т у. т. без учета воды | млн. руб. без НДС с учетом воды | т у. т. без учета воды | млн. руб. без НДС с учетом воды | т у. т. без учета воды | млн. руб. без НДС с учетом воды | т у. т. без учета воды | млн. руб. без НДС с учетом воды |
| за отчетный год | план |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| факт |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| отклонение |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| нарастающим итогом | план |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| факт |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| отклонение |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 12.2.2

ОТЧЕТ

О ДОСТИЖЕНИИ ЦЕЛЕВЫХ И ПРОЧИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОГРАММЫ

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| N п/п | Целевые и прочие показатели | Ед. изм. | Средние показатели по отрасли | Лучшие мировые показатели по отрасли | (базовый год)\* | Плановые значения целевых и прочих показателей по годам | | Фактические значения целевых и прочих показателей по годам | | Отклонение, ед. | | Отклонение, % | |
| \_ г. | \_ г. | \_ г. | \_ г. | \_ г. | \_ г. | \_ г. | \_ г. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| 1 | Целевые показатели |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 1.1 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 | Прочие показатели |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

\* Базовый год - предшествующий год году начала действия программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Таблица 12.2.3

ОТЧЕТ

О РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ, ОСНОВНОЙ ЦЕЛЬЮ

КОТОРЫХ ЯВЛЯЕТСЯ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И (ИЛИ) ПОВЫШЕНИЕ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| N п/п | Наименование мероприятия | Объемы выполнения | | | | | Численные значения экономии | | | | | | | | | | | | Затраты (план),  млн. руб. (без НДС) | | | |
| Размерность | план | | факт | | план | | | | | | факт | | | | | | план | | факт | |
| Всего накопительным итогом за годы реализации программы | В отчетном году | Всего накопительным итогом за годы реализации программы | В отчетном году | Всего накопительным итогом за годы реализации программы | | | В отчетном году | | | Всего накопительным итогом за годы реализации программы | | | В отчетном году | | | Всего накопительным итогом за годы реализации программы | В отчетном году | Всего накопительным итогом за годы реализации программы | В отчетном году |
| численное значение экономии в указанной размерности | численное значение экономии, т у. т. | численное значение экономии, млн. руб. | численное значение экономии в указанной размерности | численное значение экономии, т у. т. | численное значение экономии, млн. руб. | численное значение экономии в указанной размерности | численное значение экономии, т у. т. | численное значение экономии, млн. руб. | численное значение экономии в указанной размерности | численное значение экономии, т у. т. | численное значение экономии, млн. руб. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |